

# SENATO DELLA REPUBBLICA

XVIII LEGISLATURA

---

**Doc. CXLI**  
**n. 1**

## RELAZIONE

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

(Aggiornata al 31 marzo 2018)

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

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

(BORTONI)

---

**Comunicata alla Presidenza il 13 luglio 2018**

---

VOLUME II



# ARERA

Autorità di Regolazione  
per Energia Reti e Ambiente



## RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2018

**VOLUME II Attività svolta**



**RELAZIONE ANNUALE  
SULLO STATO DEI SERVIZI  
E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA**

31 marzo 2018

Volume II Attività svolta

## Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

---

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

---

<b>Capitolo 1. Il contesto internazionale   Intersettoriale</b>	<b>pag. 2</b>
<b>Evoluzione della legislazione europea</b>	
Verso l'Unione energetica europea. Energia pulita per tutti gli europei	pag. 3
<b>Coordinamento internazionale</b>	
Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea e Svizzera	pag. 8
Rapporti e iniziative con i paesi non appartenenti all'UE	pag. 11
<b>Capitolo 2. Indirizzi di politica energetico-ambientale e rapporti istituzionali   Intersettoriale</b>	<b>pag. 20</b>
<b>Evoluzione della legislazione italiana</b>	<b>pag. 21</b>
<b>Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni</b>	<b>pag. 29</b>
Segnalazioni	pag. 29
Pareri, proposte e memorie al Governo	pag. 29
Audizioni presso il Parlamento	pag. 32
Rapporti con le altre istituzioni	pag. 38
<b>Accountability, trasparenza e anticorruzione</b>	<b>pag. 40</b>
Analisi di impatto della regolazione	pag. 42
<b>Capitolo 3. Regolazione nel settore dell'energia elettrica   Settoriale</b>	<b>pag. 44</b>
<b>Unbundling</b>	<b>pag. 45</b>
Regolazione dell'unbundling	pag. 45
<b>Regolazione delle reti e del sistema elettrico</b>	<b>pag. 46</b>
Regolazione tecnica: servizio di dispacciamento	pag. 46
Regolazione tecnica: servizio di trasporto e distribuzione	pag. 49
Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti	pag. 53
Regolazione tecnica: impianti essenziali	pag. 56
Monitoraggio dei mercati all'ingrosso	pag. 61
Regolazione tecnica: norme in materia di qualità e output dei servizi di distribuzione e trasmissione	pag. 63
Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti	pag. 68
Oneri generali di sistema per il settore elettrico	pag. 73
Investimenti nelle infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari	pag. 81
Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei	pag. 82
<b>Promozione della concorrenza, tutela dell'ambiente e innovazione</b>	<b>pag. 87</b>
Progetti pilota e sperimentazioni	pag. 87
Tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita	pag. 89
<b>Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico</b>	<b>pag. 90</b>
<b>Capitolo 4. Regolazione nel settore del gas naturale   Settoriale</b>	<b>pag. 96</b>
<b>Unbundling</b>	<b>pag. 97</b>

---

Regolazione dell'unbundling	pag. 97
Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale	pag. 97
<b>Regolazione delle reti e del sistema gas</b>	pag. 98
Regolazione tecnica: servizi di bilanciamento	pag. 98
Regolazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione	pag. 100
Misure di salvaguardia del sistema gas	pag. 104
Monitoraggio dei mercati all'ingrosso	pag. 105
Tariffe per la connessione e l'accesso alle infrastrutture	pag. 106
Investimenti nelle infrastrutture di rete e coerenza con il piano di sviluppo comunitario	pag. 111
Regolazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e norme in materia qualità dei servizi	pag. 112
Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione	pag. 114
<b>Capitolo 5. Regolazione e attività svolta nel servizio idrico   Settoriale</b>	pag. 120
<b>Rapporti istituzionali, assetti locali e interventi necessari e urgenti nel servizio idrico integrato</b>	pag. 122
Monitoraggio degli assetti locali del servizio idrico integrato	pag. 122
Gruppo di lavoro con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sull'aggiornamento dei Piani di gestione di distretto idrografico	pag. 123
Modalità di trasferimento degli importi dovuti alla contabilità speciale del Commissario unico per gli interventi oggetto di infrazione europea	pag. 124
Definizione della sezione acquedotti del Piano nazionale di interventi del settore idrico	pag. 125
<b>Regolazione tariffaria, unbundling e misura</b>	pag. 127
Regolazione tariffaria	pag. 127
Regolazione dell'unbundling	pag. 136
Regolazione del servizio di misura	pag. 137
<b>Regolazione della qualità nel SII</b>	pag. 138
Regolazione della qualità tecnica del SII	pag. 138
Regolazione della qualità contrattuale del SII	pag. 142
<b>Capitolo 6. Regolazione nel settore del teleriscaldamento e teleraffreddamento   Settoriale</b>	pag. 146
<b>Avanzamento delle attività</b>	pag. 147
<b>Capitolo 7. Ciclo dei rifiuti urbani e assimilati   Settoriale</b>	pag. 154
<b>Progetto speciale servizi ambientali</b>	pag. 155
<b>Capitolo 8. Mercati retail   Intersettoriale</b>	pag. 158
<b>Regolazione del mercato elettrico e del gas</b>	pag. 159
Evoluzione del mercato retail	pag. 159
Mercato elettrico	pag. 160
Mercato del gas	pag. 168
Mercato elettrico e del gas	pag. 171
Efficienza del consumo	pag. 186
Monitoraggio retail	pag. 189

<b>Capitolo 9. Tutela dei consumatori   Intersettoriale</b>	pag. 192
<b>Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori di energia elettrica e di gas</b>	pag. 193
Informazione in relazione all'attuale previsione del superamento delle tutele di prezzo e ulteriori iniziative di capacitazione a vantaggio dei clienti finali di piccole dimensioni	pag. 193
Strumenti per il confronto dei prezzi per i servizi elettrico e gas	pag. 195
Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti finali	pag. 197
Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico e gas	pag. 201
<b>Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici</b>	pag. 207
<b>Il sistema di tutele dei clienti finali e degli utenti finali</b>	pag. 208
Il Servizio conciliazione dell'Autorità	pag. 211
Procedure speciali e altre attività	pag. 215
Designazione dell'Autorità quale autorità competente per l'ADR nei settori regolati	pag. 218
Indagine conoscitiva sugli obblighi informativi in tema di ADR	pag. 223
Settore idrico: valutazione dei reclami ed estensione del sistema di tutele	pag. 225
<b>Interventi specifici – Disposizioni urgenti in materia di interventi per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni del 24 agosto 2016 e successivi.</b>	pag. 229
<b>Capitolo 10. Vigilanza e contenzioso   Intersettoriale</b>	pag. 232
<b>Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni</b>	pag. 233
Indagini, vigilanza e controllo	pag. 233
Attuazione del regolamento REMIT	pag. 251
Procedimenti sanzionatori e prescrittivi	pag. 251
<b>Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati</b>	pag. 254
Settore elettrico	pag. 255
Settore gas	pag. 259
<b>Contenzioso</b>	pag. 261
<b>Capitolo 11. Attuazione della regolazione, comunicazione, organizzazione e risorse   Intersettoriale</b>	pag. 272
<b>Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti assunti</b>	pag. 273
Attività di consultazione	pag. 273
Provvedimenti assunti	pag. 276
<b>Comunicazione</b>	pag. 279
<b>Organizzazione</b>	pag. 283
<b>Risorse umane e sviluppo del personale</b>	pag. 284
<b>Gestione economico-finanziaria</b>	pag. 286

## Indice delle tavole

Tav. 3.1	Dettaglio degli oneri A <sub>3</sub>	pag. 74
Tav. 3.2	Numero ed entità totale delle variazioni di potenza impegnata registrate nei sei mesi analizzati	pag. 76
Tav. 3.3	Componenti tariffarie A <sub>2</sub> , A <sub>3</sub> , A <sub>4</sub> , A <sub>5</sub> , A <sub>s</sub> , UC4, UC7 e MCT per tipologia di clienti. Anno 2017	pag. 78
Tav. 3.4	Curva di adeguamento progressivo. Coefficiente del contributo minimo	pag. 79
Tav. 3.5	Stima delle agevolazioni per le imprese energivore di competenza 2014 e 2015 e contributo dei clienti non energivori alla raccolta della componente Ae	pag. 80
Tav. 3.6	Codici di rete e Linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2019	pag. 82
Tav. 4.1	Premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Principali delibere	pag. 113
Tav. 4.2	Stazioni appaltanti oggetto di verifiche per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%	pag. 116
Tav. 8.1	Elenco dei fornitori ammessi alla Tutela SIMILE	pag. 163
Tav. 8.2	Ammontare di reintegrazione per il settore elettrico	pag. 172
Tav. 8.3	Ammontare di reintegrazione per il settore del gas naturale	pag. 172
Tav. 8.4	Incidenza, sul totale dei C <sup>MOR</sup> applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti switching hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo	pag. 174
Tav. 8.5	Standard generali di qualità dei call center	pag. 183
Tav. 9.1	Chiamate pervenute al call center dello Sportello – 2017 e I trimestre 2018	pag. 197
Tav. 9.2	Distribuzione chiamate fra rete fissa e rete mobile, anno 2017 e I trimestre 2018	pag. 198
Tav. 9.3	Principali argomenti delle chiamate gestite con operatore dal call center dello Sportello, anno 2017 e I trimestre 2018	pag. 199
Tav. 9.4	Livelli di servizio per il call center dello Sportello, anno 2017 e I trimestre 2018	pag. 199
Tav. 9.5	Risultati della rilevazione "Mettiamoci la faccia" per il call center dello Sportello, anno- 2017 e I trimestre 2018	pag. 199
Tav. 9.6	Clienti titolari di bonus elettrico, anni 2015 2017	pag. 201
Tav. 9.7	Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus per disagio economico per area geografica, anno 2017	pag. 202
Tav. 9.8	Ripartizione delle famiglie con agevolazione in corso per disagio economico, anni 2013 2017 (bonus elettrico)	pag. 202
Tav. 9.9	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico, anni 2013 2017	pag. 204
Tav. 9.10	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico, anni 2016 2017	pag. 204
Tav. 9.11	Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico, anni 2016 2017	pag. 204
Tav. 9.12	Ripartizione delle famiglie con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2013 2017 (bonus gas)	pag. 205
Tav. 9.13	Ripartizione dei bonus per tipologia di utilizzo del gas, anni 2015 2017	pag. 206
Tav. 9.14	Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico, anno 2017	pag. 206
Tav. 9.15	Sistema di tutele: volumi in ingresso allo Sportello, anno 2017 e I trimestre 2018	pag. 210
Tav. 9.16	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative, anno 2017	pag. 216
Tav. 9.17	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive, anno 2017	pag. 217
Tav. 9.18	Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 marzo 2018	pag. 219
Tav. 9.19	Principali tematiche oggetto di attivazione della procedura (2016 e 2017) – Organismi ADR	pag. 221
Tav. 10.1	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2013-2017	pag. 234
Tav. 10.2	Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2013-2017	pag. 235
Tav. 10.3	Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate in materia di impegni di cui all'art. 45 del decreto legislativo n. 93/11	pag. 236
Tav. 10.4	Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la distribuzione di gas naturale, in materia di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura	pag. 237
Tav. 10.5	Verifiche ispettive nei confronti di gestori di una rete interna di utenza cui sono connesse imprese a forte consumo di energia elettrica	pag. 237



Tav. 10.6	Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica, in materia di perequazione delle perdite di rete	pag. 238
Tav. 10.7	Verifiche ispettive in materia di unbundling nei confronti di un'impresa verticalmente integrata e di imprese appartenenti al medesimo gruppo societario	pag. 239
Tav. 10.8	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio	pag. 239
Tav. 10.9	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica di minori dimensioni in materia di continuità del servizio	pag. 240
Tav. 10.10	Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizi	pag. 241
Tav. 10.11	Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas	pag. 241
Tav. 10.12	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio	pag. 242
Tav. 10.13.	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio a seguito di insufficienti odorizzazioni	pag. 243
Tav. 10.14	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento	pag. 244
Tav. 10.15	Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal gas naturale, distribuiti a mezzo di reti urbane, in materia di condizioni economiche di fornitura	pag. 245
Tav. 10.16	Verifiche ispettive nei confronti di un distributore elettrico e di un venditore elettrico in materia di sistema indennitario	pag. 245
Tav. 10.17	Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di vendita e di distribuzione di energia elettrica in materia di adempimenti connessi all'utilizzo del SII	pag. 246
Tav. 10.18	Verifica ispettiva nei confronti di e-distribuzione in materia di saturazione virtuale della rete elettrica	pag. 247
Tav. 10.19	Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione	pag. 247
Tav. 10.20	Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato	pag. 249
Tav. 10.21	Esiti del contenzioso dal 1997 al 2017	pag. 261
Tav. 10.22	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2017	pag. 262
Tav. 10.23	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2017	pag. 263
Tav. 11.1	Sintesi delle attività di consultazione nel 2017	pag. 274
Tav. 11.2	Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2016 e 2017	pag. 277
Tav. 11.3	Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità	pag. 285
Tav. 11.4	Composizione del personale al 31 dicembre 2017 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento	pag. 286
Tav. 11.5	Retribuzione annua lorda per carriera e grado al 31 dicembre	pag. 286
Tav. 11.6	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto	pag. 287

## Indice delle figure

Fig. 3.1	Stato di implementazione delle previsioni di Codici di rete e Linee guida in Italia	pag. 83
Fig. 3.2	Schema di approvazione delle TC o M europee o regionali	pag. 84
Fig. 3.3	Regione Italy North	pag. 85
Fig. 3.4	Piattaforme TERRE, MARI, IGCC e PICASSO	pag. 87
Fig. 3.5	Gettito della componente A <sub>5</sub> ed erogazioni approvate	pag. 91
Fig. 8.1	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario	pag. 174
Fig. 8.2	Indice di soddisfazione - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (II semestre 2008 - II semestre 2017)	pag. 184
Fig. 8.3	Livello di servizio - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2017)	pag. 185
Fig. 8.4	Tempo medio di attesa- Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center (I e II semestre 2017)	pag. 185
Fig. 9.1	Focus principali argomenti chiamate canale bonus, anno 2017	pag. 198
Fig. 9.2	Principali argomenti delle richieste di informazione semplici, anno 2017	pag. 200
Fig. 9.3	Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2014 - 2017 (bonus elettrico)	pag. 203
Fig. 9.4	Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2014 - 2017 (bonus gas)	pag. 205
Fig. 9.5	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante, anno 2017	pag. 211
Fig. 9.6	Domande al Servizio conciliazione suddivise per tipologia di cliente e settore, anno 2017	pag. 212
Fig. 9.7	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione, anno 2017	pag. 212
Fig. 9.8	Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione, anno 2017	pag. 213
Fig. 9.9	Esiti procedure concluse presso il Servizio conciliazione, anno 2017	pag. 213
Fig. 9.10	Procedure speciali informative, anno 2017	pag. 215
Fig. 9.11	Procedure speciali risolutive, anno 2017	pag. 216
Fig. 9.12	Principali motivi di inammissibilità della domanda (2017) - Organismi ADR	pag. 222
Fig. 9.13	Principali esiti delle procedure conciliative (2017) - Organismi ADR	pag. 223
Fig. 9.14	Flussi documentali aventi a oggetto richieste di informazioni, segnalazioni e reclami trasmessi all'Autorità da parte degli utenti del settore idrico, anno 2017 e gennaio-febbraio 2018	pag. 226
Fig. 9.15	Reclami trasmessi all'Autorità dagli utenti del settore idrico, anno 2017 e gennaio-febbraio 2018	pag. 226
Fig. 9.16	Tipologia di reclami trasmessi all'Autorità dagli utenti del settore idrico, anno 2017	pag. 227
Fig. 10.1	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità dal 2009	pag. 250
Fig. 11.1	Andamento mensile della produzione provvedimentoale 2017	pag. 277
Fig. 11.2	Categorie della produzione provvedimentoale	pag. 277



# 1.

Contesto

internazionale

---

Intersettoriale

---

# Evoluzione della legislazione europea

---

Nel 2017 l'attività delle istituzioni europee in materia di energia e sviluppo delle infrastrutture si è concentrata nella discussione a livello di Consiglio e Parlamento delle proposte legislative avanzate dalla Commissione europea e rientranti nel c.d. Pacchetto CEP (*Clean Energy for all Europeans*), pubblicato il 30 novembre 2016. Tali proposte legislative riguardano l'efficienza energetica, le energie rinnovabili, l'assetto del mercato dell'energia elettrica, la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e le norme sulla *governance* per l'Unione dell'energia. Sempre nel 2017 è stato approvato il regolamento (UE) 1938/2017 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas, che introduce, tra l'altro, un meccanismo di solidarietà e cooperazione tra stati limitrofi in caso di emergenza energetica.

Nell'anno appena trascorso sono entrati in vigore tre regolamenti implementativi delle disposizioni del Terzo Pacchetto per il settore elettrico e due per il settore del gas naturale. In particolare, nel 2017 è entrato in vigore il regolamento (UE) 2195/2017 che istituisce le Linee guida per i mercati del bilanciamento ovvero di

quei mercati utilizzati dagli operatori di rete per approvvigionarsi, anche a livello transfrontaliero, delle risorse di riserva necessarie per mantenere il sistema in equilibrio in tempo reale; il regolamento (UE) 2196/2017 che istituisce un codice di rete in materia di emergenza e ripristino dell'energia elettrica; il regolamento (UE) 1485/2017 che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica. Per quanto riguarda in particolare il gas naturale, il 17 marzo 2017 sono stati pubblicati nella Gazzetta Ufficiale UE la modifica del Codice di rete per i meccanismi di allocazione della capacità sui sistemi di trasmissione, con il regolamento (UE) 459 /2017) contenente nuove norme per l'allocazione della capacità incrementale, e del Codice di rete per l'armonizzazione delle tariffe di trasporto del gas naturale con il regolamento (UE) 460/2017 o Codice TAR. Quest'ultimo stabilisce norme finalizzate a favorire la coerenza delle strutture tariffarie per il trasporto del gas, comprese le norme sull'applicazione di una metodologia dei prezzi di riferimento, sugli obblighi di consultazione e pubblicazione associati e sul calcolo dei prezzi di riserva per prodotti di capacità standard.

---

## Verso l'Unione energetica europea. Energia pulita per tutti gli europei

---

Nel corso del 2017 e nella prima parte del 2018 si sono registrati importanti passi avanti nel processo di adozione del Pacchetto legislativo *Energia pulita per tutti gli europei* (*Clean Energy for all Europeans*, CEP), le cui proposte normative sono state avanzate dalla Commissione europea nel novembre 2016, a completamento delle iniziative legislative previste dal progetto politico di un'Unione dell'energia.

Un ruolo centrale nel Pacchetto è assunto dalle azioni che dovranno facilitare il conseguimento da parte dell'UE dei due obiettivi ambientali a lungo termine in campo energetico: circa il 50% di produzione di energia da fonti rinnovabili entro il 2030

ed elettricità a zero emissioni entro il 2050. In tal senso, la leva principale dell'iniziativa legislativa sono le misure che dovranno adeguare il mercato elettrico al rapido e sempre crescente sviluppo delle fonti rinnovabili e alle nuove tecnologie efficienti e, al contempo, stimolare chiari segnali di prezzo per favorire la transizione energetica.

In questo contesto, come già ampiamente illustrato nella *Relazione Annuale 2017*, il Pacchetto CEP prevede una serie di azioni che rivestono particolare rilevanza per la regolazione energetica, fra cui:

- la definizione di un nuovo disegno del mercato elettrico basato

su chiari segnali di prezzo adeguato alla transizione verso la piena decarbonizzazione, il coordinamento dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva, la piena integrazione delle energie rinnovabili e della domanda nei sistemi;

- il rafforzamento della tutela dei consumatori e della loro "capacitazione" per favorire scelte informate e consapevoli e una loro partecipazione, anche attraverso l'utilizzo di nuove tecnologie, più attiva, nonché il diritto di accesso ai dati tutelando la privacy;
- la revisione del quadro regolatorio europeo volto al rafforzamento dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali (ACER) e la promozione della dimensione regionale nell'integrazione dei mercati;
- l'armonizzazione e lo sviluppo delle norme relative alla sicurezza degli approvvigionamenti.

Il Pacchetto CEP si articola poi in otto proposte legislative che fanno riferimento a quattro ambiti di intervento.

#### **Mercato elettrico**

- Proposta di direttiva sulle regole comuni del mercato elettrico europeo;
- Proposta di revisione del regolamento sul mercato elettrico;
- Proposta di regolamento per la preparazione al rischio nel settore elettrico, che abroga la direttiva 2005/89/CE;
- Proposta di revisione del regolamento per l'istituzione dell'ACER.

#### **Fonti rinnovabili**

- Proposta di revisione della direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili.

#### **Efficienza energetica**

- Proposta di revisione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica;
- Proposta di revisione della direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia (accompagnata da una Iniziativa europea per l'edilizia).

#### **Governance**

- Proposta di regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia.

Le nuove misure relative al mercato elettrico sono tese a disegnare un nuovo quadro normativo e tecnico-regolatorio volto a rendere il mercato energetico dell'Unione più competitivo e integrato, in un contesto caratterizzato dalla rapida transizione verso l'energia pulita, e a trasferire i benefici conseguiti al consumatore in termini di condizioni più eque per la fornitura di energia, di maggiore trasparenza, di opportunità di scelta e di partecipazione attiva al sistema dell'energia. L'integrazione dei mercati è ispirata ad alcuni principi chiave quali la rimozione degli ostacoli ai segnali di prezzo e la piena responsabilizzazione delle fonti energetiche rinnovabili nella partecipazione ai mercati. Le norme di maggiore interesse per gli ambiti di attività dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità o ARERA) riguardano le proposte di rifusione della direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del regolamento sul mercato dell'energia elettrica e del regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia. Rinviando alla *Relazione Annuale 2017* per una descrizione dei contenuti delle proposte, si riportano di seguito i principali esiti del dibattito interistituzionale in corso.

---

#### **Direttiva elettrica**

---

Nel corso del 2017 si è svolta in parallelo in seno al Consiglio e al Parlamento europeo la discussione in merito alla *Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (rifusione)*. In particolare, il Consiglio energia del 18-20 dicembre 2017 ha licenziato il testo della direttiva elettrica, rinviando al trilogio interistituzionale fra Commissione europea, Consiglio e Parlamento europeo, la soluzione di alcuni nodi ancora irrisolti. Allo stesso modo, lo scorso 21 febbraio la Commissione ITRE ha approvato in prima lettura il testo e dato mandato al trilogio (sotto la Presidenza di turno austriaca del secondo semestre 2018) di approvare il testo prima del termine della legislatura europea in corso.

In stretto coordinamento con il Ministero dello sviluppo economico e avvalendosi anche del contributo e del coordinamento delle posizioni dei regolatori europei tramite il CEER (Consiglio europeo dei regolatori dell'energia), l'Autorità non ha fatto mancare il proprio supporto tecnico al fine di migliorare, sotto il profilo delle ricadute regolatorie, le proposte inizialmente avanzate dalla

Commissione europea, con riferimento in particolare ai temi concernenti la tutela dei consumatori, la fatturazione, gli strumenti di confronto delle offerte commerciali di vendita, lo *switching*, il diritto dei clienti a contratti con prezzi dinamici, l'introduzione e le regole applicabili alle comunità energetiche (*Local Energy Communities, LEC*, nella Proposta della Commissione).

L'azione svolta dalle istituzioni nazionali, anche tramite il contributo e il coordinamento con gli altri regolatori europei membri del CEER, ha consentito di migliorare il contenuto di numerose proposte iniziali, in particolare, per quanto attiene alcuni temi di particolare rilevanza per il Paese, di seguito sintetizzati.

**Contratti di fornitura con prezzo dinamico.** La versione licenziata dal Consiglio, in particolare, apporta chiarimenti e modifiche al testo, riconoscendo l'esigenza di disporre di un quadro regolatorio idoneo per l'offerta, da parte dei venditori nei confronti dei propri clienti finali, di contratti di fornitura a prezzo dinamico; al contempo, si prevede che le autorità nazionali di regolazione monitorino gli sviluppi del mercato *retail* associati anche alla diffusione dei contratti a prezzo dinamico:

**Switching del fornitore e relativi oneri.** Si prevede una progressiva riduzione dei tempi di *switching* del fornitore, da un massimo di 3 settimane verso, a regime, un massimo di 24 ore. Con riferimento al divieto del fornitore di applicare un onere per il cambio di fornitore, è stato eliminato il riferimento al criterio del "beneficio dimostrabile" per il cliente finale ai fini di un'eventuale deroga dal suddetto divieto in ragione della difficile ponderazione del suddetto criterio; al contempo, il testo licenziato dal Consiglio circoscrive il divieto di cui sopra ai clienti domestici e ai piccoli clienti non domestici, in considerazione del minore potere contrattuale di cui dispongono:

**Strumenti di confronto** A differenza del testo licenziato dal Parlamento europeo, il testo emendato dal Consiglio prevede un elenco di requisiti per le imprese che forniscono servizi di confronto delle offerte, sottoposti all'eventuale verifica da parte di un'autorità competente indipendente. La verifica dei suddetti requisiti è su base volontaria e non discriminatoria. Inoltre, è esplicitamente previsto che, nel caso di soggetto pubblico, lo stato membro possa escludere che il comparatore sia sottoposto alla suddetta verifica;

**Comunità energetiche.** Il testo licenziato dal Consiglio apporta chiarimenti alla definizione e modifiche ai requisiti soggettivi alla costituzione delle comunità energetiche, in maggiore coerenza

con le finalità perseguite dalle medesime. Al contempo si riconosce la necessità di evitare situazioni di sussidiazione incrociata, tramite la definizione di un quadro regolatorio idoneo in tema di oneri di rete, pianificazione efficiente degli investimenti e recupero dei costi del servizio. Il testo approvato dal Consiglio, inoltre, pone nella facoltà dello stato membro di stabilire in merito alla gestione delle reti da parte delle comunità energetiche:

**Aggregatori.** Viene chiarita la nozione di aggregatore indipendente e vengono eliminate le disposizioni in tema di compensazioni economiche tra aggregatore e venditore, prevedendo al contempo che il quadro regolatorio assicuri la corretta attribuzione ai soggetti responsabili dei costi di sbilanciamento causati al sistema:

**Stoccaggi e servizi ancillari.** Con riferimento al divieto per il TSO di possedere, gestire o esercire impianti di stoccaggio dell'energia e mezzi che forniscono servizi ausiliari, sono state previste, a determinate condizioni, possibilità di deroga ai casi, oltre che di fornitura dei servizi ancillari, di impianti o *asset* che sono componenti pienamente integrati nella rete; la verifica delle condizioni necessarie per l'applicazione delle deroghe è demandata all'autorità nazionale di regolazione. Inoltre, la versione emendata del Consiglio, chiarisce la portata della norma introducendo la definizione di "componenti pienamente integrati nella rete", da intendersi come componenti statici, includendo anche i gli stoccaggi utilizzati solo per assicurare la sicurezza della rete e non per il bilanciamento e/o la gestione delle congestioni.

---

## Regolamento elettrico

---

Il parallelo con l'iter legislativo che ha riguardato la Proposta di direttiva elettrica, il Consiglio energia (18-20 dicembre 2017) e la Commissione ITRE del Parlamento europeo (21 febbraio 2018) hanno licenziato, per la successiva finalizzazione nell'ambito del trilatero interistituzionale, i rispettivi testi concernenti la *Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (rifusione)*. La successiva fase di trilatero interistituzionale anche per il regolamento elettrico verrà avviata sotto la Presidenza di turno austriaca del secondo semestre 2018 con l'obiettivo di approvare il testo prima del termine della legislatura europea in corso.

Così come per la direttiva elettrica, l'Autorità ha assicurato, in stretto contatto con il Ministero dello sviluppo economico, il proprio

supporto tecnico al miglioramento delle proposte normative sopra brevemente indicate. La loro rilevanza, sotto il profilo delle ricadute regolatorie, è amplificata dalla natura di regolamento (direttamente applicabile negli stati membri) del veicolo normativo prescelto dalla Commissione europea per la trasposizione delle nuove disposizioni e misure riferite al mercato elettrico.

L'azione svolta dalle istituzioni nazionali, anche tramite il contributo e il coordinamento con gli altri regolatori europei membri del CEER, ha consentito di migliorare il contenuto di numerose proposte iniziali. Con riferimento al testo licenziato dal Consiglio energia, il compromesso raggiunto su alcuni temi di particolare interesse per il Paese – come il coordinamento regionale degli operatori di rete (*Regional Operation Coordinators o ROCs*), le rendite da congestione, la valutazione dell'adeguatezza della generazione e i meccanismi per la capacità – risulta complessivamente migliorativo rispetto alla proposta iniziale della Commissione europea.

**Coordinamento regionale fra operatori di rete.** Gli organismi di coordinamento regionale degli operatori di rete sono stati ricondotti al modello dei *Regional Security Center (RSC)*, ovvero gli organismi di coordinamento già previsti dalle *System Operation Guidelines (SO GL o Linee guida per la sicurezza operativa dei sistemi)*. L'istituzione di questi organismi avverrebbe secondo un approccio *bottom up* anziché *top down* (sono proposti direttamente dagli operatori della regione e approvati dalle autorità nazionali di regolazione); gli RSC svolgono funzioni di coordinamento in larga misura previste già dai Codici di rete e/o attuate tramite Coreso e operano prevalentemente mediante raccomandazioni, se non, nella versione emendata dal Parlamento europeo, mediante decisioni vincolanti in due ambiti specifici già previsti rispettivamente dalle SO GL (l'analisi coordinata della sicurezza) e dalle *Capacity Allocation and Congestion Management GL*, o CACM GL (il calcolo coordinato della capacità).

**Rendite da congestione.** È stata reintrodotta la possibilità di utilizzo delle rendite da congestione anche per ridurre le tariffe nazionali, previa approvazione da parte del regolatore nazionale, che era stata vietata nella proposta originaria della Commissione.

**Adeguatezza della generazione.** La valutazione dell'adeguatezza della generazione nazionale non si basa solo sulla valutazione europea fatta da ENTSO-E sulla base di una metodologia approvata dall'ACER, come proposta originariamente dalla Commissione europea, ma può essere anche affiancata da una valutazione nazionale realizzata dagli stati membri. Ove emergano divergenze tra la

valutazione nazionale e quella europea in relazione ai problemi di adeguatezza identificati, è prevista una valutazione dei suddetti problemi da parte di ENTSO-E, sottoposta all'opinione di ACER, che lo stato membro è tenuto a prendere nella massima considerazione.

**Mercati della capacità.** L'adozione di meccanismi per la capacità è considerato un intervento di ultima istanza nel caso in cui vengano identificati problemi di adeguatezza della generazione a livello nazionale. Prima di un intervento di questa natura è necessario che gli stati membri procedano alla rimozione di tutte le distorsioni regolatorie e dei mercati secondo una *roadmap* ben definita. I meccanismi per la capacità devono inoltre avere natura temporanea e la loro introduzione richiede anche la definizione di un percorso *di phasing out* predefinito. Tuttavia, l'adozione di tali meccanismi non risulta, nel testo del Consiglio, più condizionata all'individuazione di criticità effettive a seguito della valutazione di adeguatezza europea come previsto originariamente dal testo proposto dalla Commissione europea.

**Tariffe di trasporto e distribuzione.** Con riferimento alla realizzazione di nuovi Codici di rete, la versione emendata dal Consiglio limita l'ambito di intervento all'armonizzazione delle sole tariffe di trasporto; a tale riguardo il testo licenziato dal Parlamento europeo si spinge anche oltre escludendo la realizzazione di Codici di rete sia in tema di tariffe del trasporto sia in tema di tariffe della distribuzione. Si prevede, al contempo, che l'adozione da parte dei regolatori nazionali di tariffe di rete multiorarie sia condizionata al completamento dei programmi di installazione degli *smart meter*. Inoltre, a differenza della proposta originaria della Commissione europea, si prescrive che l'ACER, anziché adottare una raccomandazione, predisponga con cadenza annuale un rapporto di *best practice* (nella versione del Consiglio) o uno studio di fattibilità (nella versione del Parlamento europeo) sulle metodologie tariffarie, volto a verificarne la progressiva convergenza, contro il rischio di frammentazione del mercato.

**Mercati all'ingrosso.** Sebbene il testo emendato, in particolare nella versione licenziata dal Consiglio, contenga importanti riferimenti, anche in termini di deroghe, ai modelli *central dispatch*, permangono criticità con riferimento ad alcuni profili, quali ad esempio la definizione delle zone di offerta/sbilanciamento o l'orario di chiusura dei mercati. A differenza della versione del Parlamento europeo, il testo emendato dal Consiglio eliminerebbe opportunamente l'obbligo di assegnare l'energia di bilanciamento separatamente dalla capacità di bilanciamento.



Potenzialmente più critico appare il testo licenziato a livello di Parlamento europeo dalla Commissione ITRE per quanto riguarda l'adeguatezza della generazione e la disciplina dei meccanismi della capacità ove, in particolare, si rileva una posizione sotto diversi profili molto divergente rispetto al compromesso raggiunto dal Consiglio nella mediazione dei diversi interessi e posizioni sul tema espressi dagli stati membri.

---

### Regolamento ACER

---

Nel corso del 2017 e dei primi mesi del 2018, l'iter legislativo è proseguito anche con riferimento alla Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione nazionale dei regolatori dell'energia (rifusione) COM (2016) 861 final (di seguito, Proposta di revisione del regolamento ACER). La proposta in questione è stata approvata il 21 febbraio 2018 dalla Commissione ITRE con mandato per il trilogio interistituzionale, mentre la stessa è ancora in discussione presso il Consiglio, ove se ne prevede l'approvazione entro giugno 2018. Anche per il regolamento ACER, così come per le proposte di regolamento elettrico e direttiva elettrica, è previsto l'avvio del trilogio interistituzionale nel secondo semestre 2018.

Così come per la direttiva elettrica e il regolamento elettrico, l'Autorità ha assicurato, in stretto contatto con il Ministero dello sviluppo economico, il proprio supporto tecnico al miglioramento delle proposte normative di particolare rilievo sotto il profilo delle ricadute in termini di *governance* del quadro regolatorio europeo. L'azione svolta dalle istituzioni nazionali, anche tramite il contributo e il coordinamento con gli altri regolatori europei membri del CEER, ha consentito di migliorare il contenuto di numerose proposte iniziali della Commissione.

In particolare, con riferimento alle competenze, nel testo licenziato dal Parlamento europeo sono stati mantenuti in capo all'ACER i poteri di proposta diretta sui Codici di rete e le Linee guida, con obblighi di consultazione ulteriore nei confronti di ENTSOs<sup>1</sup>. Sono state inoltre mantenute in capo all'ACER le decisioni sui termini, le condizioni e le metodologie dei Codici di rete e delle Linee guida che riguardano tutte le autorità nazionali di regolazione. Relativamente

alle decisioni di carattere regionale le posizioni espresse dal Parlamento e quelle ancora in discussione al Consiglio sono relativamente distanti.

Con riferimento alla *governance* dell'ACER, le principali modifiche consolidate nei testi rispetto alla Proposta originaria della Commissione riguardano: l'indipendenza dell'*Administrative Board* (uno dei tre organi dell'Agenzia) dagli interessi politici, il meccanismo di voto con cui si esprime il *Board of Regulators* con maggioranza dei due terzi, un nuovo equilibrio fra il Direttore e il *Board of Regulators* nella deliberazione degli atti dell'Agenzia nonché il ruolo di quest'ultimo nella creazione e gestione dei gruppi di lavoro dell'Agenzia. Di rilievo è anche l'introduzione di nuove forme di finanziamento dell'Agenzia tramite *fee* che andranno a integrare il contributo diretto della Commissione europea.

---

### Regolamento Sicurezza gas

---

Nell'anno appena trascorso è stata adottata la proposta legislativa relativa alla sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale, presentata nel febbraio 2016 dalla Commissione e che introduce, tra l'altro, un meccanismo di solidarietà e cooperazione per consentire che uno stato che dichiara un'emergenza energetica possa essere aiutato ricevendo gas dai paesi vicini. Dopo la discussione in seno al Consiglio e al Parlamento europeo e la negoziazione a livello di trilogio interistituzionale, il regolamento (UE) 1938/2017/ Parlamento europeo e del Consiglio concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas, ha ricevuto l'approvazione definitiva il 9 ottobre 2017. Il regolamento sicurezza gas introduce alcune novità tra cui: il rafforzamento della cooperazione e del coordinamento a livello regionale sulla base di gruppi di stati membri stabiliti in funzione del rischio; l'adozione di piani d'azione preventivi e piani di emergenza regionali a carattere obbligatorio, nonché valutazioni regionali dei rischi che dovranno essere predisposte congiuntamente da tutti gli stati membri di uno stesso gruppo di rischio; un meccanismo di solidarietà la cui applicazione sarà obbligatoria in casi di crisi estrema; un più stretto monitoraggio delle disposizioni contenute nei contratti di fornitura di gas.

---

<sup>1</sup> Riferito al coordinamento dei gestori di rete nazionali (European Networks of Transmission System Operators).

---

# Coordinamento internazionale

---

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

---

Nel corso del 2017 l'Autorità ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei. Ciò è avvenuto sia in ambito multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le piattaforme regionali previste dai nuovi regolamenti europei per il mercato elettrico; sia attraverso incontri bilaterali per approfondire la discussione su tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei paesi confinanti. L'attività è stata finalizzata alla definizione di regole trasparenti ed efficaci per la promozione di un mercato europeo dell'energia integrato, competitivo ed efficiente, come richiesto dal Terzo pacchetto energia.

---

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

---

L'ACER, istituita ai sensi del regolamento (CE) 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, è lo strumento istituzionale introdotto con il Terzo pacchetto energia. Esso opera per rafforzare la cooperazione tra i regolatori europei e assisterli "nell'esercizio, a livello comunitario, delle funzioni di regolazione svolte negli Stati membri".

A novembre 2017 l'Agenzia ha nominato i nuovi vertici del Comitato dei regolatori, che riunisce i rappresentanti dei 28 regolatori nazionali, eleggendo a Presidente il rappresentante del regolatore irlandese Garrett Blaney, e a Vice-presidente la rappresentante del regolatore italiano (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, di seguito Autorità), Clara Poletti.

L'Autorità ha proseguito attivamente la propria attività in seno all'ACER, spesso assumendo ruoli trainanti nei gruppi di lavoro cui è affidata la predisposizione dei diversi dossier nella responsabilità dell'Agenzia, in particolare Clara Poletti è stata nominata a capo del gruppo di lavoro sul gas naturale.

ACER è chiamata ad una serie di adempimenti previsti da Regolamenti Europei tra cui il regolamento REMIT (UE) n. 1227/2011,

il regolamento Infrastrutture (UE) 347/2013 e i regolamenti e i codici di rete adottati a seguito dell'entrata in vigore del Terzo pacchetto energia.

Nel Capitolo 3 di questo stesso volume, al paragrafo "Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei", sono ampiamente illustrati gli ambiti di intervento dell'Autorità in seno all'Agenzia con particolare riferimento alla creazione del nuovo quadro regolatorio di riferimento per la creazione del mercato unico europeo per il settore elettrico.

Per il settore del gas naturale l'Agenzia ha prodotto, fra l'altro, i rapporti di monitoraggio sullo stato del mercato interno e sull'implementazione dei diversi regolamenti europei, e ha fornito raccomandazioni in merito alla metodologia di analisi costi/benefici per la valutazione degli investimenti e ai rapporti di adeguatezza prodotti da ENTSOG, l'associazione dei gestori di rete europei.

---

### 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 (esclusa la Slovacchia), ma anche quelli di Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, di Svizzera, Montenegro, From-Repubblica di Macedonia, Kosovo, Moldavia, Bosnia ed Erzegovina cui, nel corso del 2017, si è aggiunto anche il regolatore della Georgia.

Nel Novembre del 2017 l'associazione ha rinnovato i propri organi di vertice, eleggendo come nuovo Presidente il rappresentante del regolatore irlandese, che resterà in carica fino a metà 2020. Anche la struttura dei gruppi di lavoro dell'associazione è stata rinnovata, e la rappresentante del regolatore italiano è stata nominata a capo del gruppo di lavoro sul gas naturale.

Sulla spinta della nuova leadership, il CEER ha sviluppato nel corso del 2018 la nuova strategia delle 3D: Digitalizzazione,

Decarbonizzazione e Regolazione Dinamica. L'associazione vuole infatti mantenere il proprio ruolo guida nel promuovere una regolazione efficace, che sa adattarsi anche in un contesto in forte cambiamento, qual è il settore energetico europeo, fortemente caratterizzato dagli obiettivi di decarbonizzazione e da sviluppi tecnologici repentini. In tale contesto il CEER vuole mantenere al centro gli interessi dei consumatori finali e mettere a disposizione il bagaglio di competenze dei propri membri per animare le attività di training e diffondere le migliori pratiche regolatorie, anche al di fuori dei confini dell'Unione europea.

Nel corso del 2017, l'attività dell'associazione è stata polarizzata dalla proposta legislativa della Commissione in tema di energia pulita (*Clean Energy Package*). Quest'ultima ha impegnato i diversi gruppi di lavoro nella produzione di una corposa serie di *white paper*, attraverso i quali i regolatori europei hanno contribuito al dibattito, con un significativo apporto di esperienze e sensibilità sui diversi temi oggetto della articolata proposta di riforma: da quelli inerenti alla partecipazione delle fonti rinnovabili al mercato elettrico, al nuovo ruolo dei distributori e alle modalità di gestione delle risorse di flessibilità nel sistema.

Nel settore del gas naturale il CEER è stato particolarmente attivo nell'individuare possibili barriere alla gestione efficace di stoccaggi e rigassificatori, promuovendo le migliori pratiche regolatorie per il loro superamento.

Nel settore elettrico il CEER ha pubblicato il proprio rapporto annuale sui meccanismi che i diversi sistemi nazionali adottano per lo sviluppo e l'incentivazione degli impianti di generazione da fonte rinnovabile, e ha iniziato a occuparsi di temi innovativi, come le nuove tecnologie *smart in* ambito domestico e la *cybersecurity* per le infrastrutture energetiche.

Nell'ambito dello sviluppo dei mercati retail il CEER ha pubblicato la propria *roadmap 2025*, promuovendo l'individuazione di indicatori

che consentano di determinare in modo sintetico lo stato di salute dei mercati nazionali.

Infine e ancora nel 2017, sono proseguite le attività di training, attraverso corsi che oramai da qualche anno il CEER organizza sia per i propri membri, sia per partecipanti esterni, e che stanno riscuotendo un notevole successo di partecipazione.

---

## European Water Regulators

---

Nel 2017 il network WAREG-*European Water Regulators* si è costituito come associazione *no-profit* di diritto italiano con sede presso l'Autorità. La cooperazione tra i membri WAREG, oggi pari a 30<sup>2</sup>, si avvale di una struttura organizzativa propria, funzionante attraverso la partecipazione volontaria. Nell'anno appena trascorso si sono svolte tre riunioni dell'Assemblea WAREG.

Il 20 giugno 2017, in occasione della dodicesima riunione dell'Assemblea Generale a partire dall'istituzione di WAREG, organizzata dal regolatore della Georgia (GNERC) a Tbilisi, sono stati approvati lo Statuto e le regole interne di WAREG, ampliando a quattro il numero di Vice-Presidenti e istituendo un *Board* composto da Presidente e Vice-Presidenti per il coordinamento dell'organismo. Inoltre, è stato adottato il rapporto *Analysis of Water Efficiency KPIs in WAREG Member Countries*<sup>3</sup>. Nella medesima riunione, a seguito di una richiesta formale da parte della DG Environment della Commissione europea, si è deciso di procedere a una stima del fabbisogno di investimenti in Europa nel decennio 2017-2027, che è risultato pari a circa 200 miliardi di euro per quanto riguarda i paesi che partecipano a WAREG. L'analisi ha anche evidenziato le seguenti aree di criticità in tutti i paesi membri WAREG:

- obsolescenza delle reti idriche e fognarie;
- copertura incompleta delle reti idriche e fognarie nel territorio nazionale;

---

2 Oltre all'Autorità, sono membri di WAREG anche le seguenti istituzioni: Agenzia nazionale per l'energia della Moldavia (ANRE); Autorità per i servizi pubblici della Romania (ANRSC); Commissione per 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 di Macedonia (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); Autorità della concorrenza e dei consumatori della Danimarca (KFST); Ministero dell'agricoltura, della pesca, dell'alimentazione e dell'ambiente della Spagna (MAPAMA); Ministero per la transizione ambientale e inclusiva della Francia (MEDDE); Regolatore per l'energia e i servizi idrici di Malta (REWS); Commissione nazionale per il controllo e i prezzi dell'energia della Lituania (NCC); Commissione per 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 l'industria idrica della Scozia (WICS); Autorità per i servizi idrici del Kosovo (WSRA). Inoltre sono osservatori di WAREG: il Ministero delle foreste e del settore idrico della Turchia; il Ministero dell'ambiente della Polonia; il regolatore per i mercati di elettricità e gas della regione di Bruxelles-Belgio (Brugel); l'Associazione del settore idrico della Svezia (SWWA); il regolatore del settore idrico di Inghilterra e Galles (OFWAT).

3 Il rapporto è pubblicato sul sito web di WAREG [www.wareg.org](http://www.wareg.org).

- carenze nelle infrastrutture di depurazione;
- necessità di incrementare la capacità produttiva e di stoccaggio di acqua;
- necessità di recupero integrale dei costi per i servizi idrici domestici e industriali;
- mancato raggiungimento degli standard di qualità della risorsa idrica imposti dalla legislazione comunitaria.

Nella tredicesima riunione dell'Assemblea Generale organizzata dalla Commissione per i servizi pubblici della Lettonia (PUC), a Riga, il 10 ottobre 2017, è stato firmato lo Statuto associativo di WAREG e sono stati eletti il Presidente (Autorità di regolazione italiana) e i quattro Vice-Presidenti (Autorità di regolazione di Bulgaria, Malta, Scozia e Ungheria) per il biennio 2017-2019.

Il 5 dicembre 2017, nella sede dell'Autorità a Milano, dopo la firma dell'atto di costituzione, inclusivo dello statuto, dell'associazione senza fini di lucro, si è svolta la prima riunione del *Board* per la redazione delle Linee guida per il programma di lavoro del 2018.

Nella quattordicesima riunione dell'Assemblea Generale organizzata dall'Agenzia per l'ambiente delle Fiandre (VMM), a Gent, il 30 gennaio 2018, è stato presentato il programma di attività di WAREG per l'anno corrente, incentrato sulle seguenti tre tematiche: consolidamento della *governance* interna; analisi dell'impatto della regolazione sui livelli d'investimento in infrastrutture idriche e sui consumatori; rafforzamento delle relazioni con le istituzioni europee e internazionali e con gli *stakeholder* europei. Nello stesso incontro si è svolto un seminario sui recenti sviluppi della normativa europea per il settore idrico, con particolare riguardo all'imminente riforma della direttiva europea sulle acque potabili, e l'Autorità ha presentato il proprio modello di regolazione.

Nel corso del 2017 l'Autorità, in qualità di Presidente WAREG, ha partecipato ad alcuni incontri istituzionali organizzati dalla DG Environment

della Commissione europea, al fine di presentare i più recenti rapporti elaborati da WAREG in merito alla sostenibilità economica dei servizi idrici a favore dei consumatori, ad alcuni indicatori comuni di efficienza idrica in uso in Europa, e alle principali barriere agli investimenti registrate dai membri WAREG nei loro rispettivi stati. L'Autorità ha poi partecipato alla riunione del gruppo informale di esperti sulla direttiva acque potabili 98/83/EC, svoltasi il 23 febbraio 2018, e al seminario *Developing an Environmental Governance Assessment Framework*, tenutosi il 27 febbraio 2018, entrambi a Bruxelles, e coordinati dagli uffici della Commissione europea.

---

## Svizzera

---

Nell'ambito dell'implementazione dei regolamenti europei merita attenzione la gestione dei rapporti con la Svizzera: come è noto, infatti, la Svizzera non fa parte dell'Unione europea, tuttavia, stante la posizione centrale a livello geografico, 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 da un lato partecipa in qualità di osservatore ai lavori della CCR Italy North e dall'altro si coordina con l'Autorità per la definizione delle modalità di interazione fra i sistemi elettrici svizzero e italiano. In tale ambito, in particolare, nel corso del 2017 sono state approvate specifiche regole di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine sulla frontiera con la Svizzera (delibera 16 novembre 2017, 764/2017/R/eel), nonché le regole di allocazione della capacità su base giornaliera e infragiornaliera (delibera 16 novembre 2017, 765/2017/R/eel). Queste ultime regole sono altresì comuni per la base giornaliera alla frontiera con la Grecia, per la quale non è ancora stato implementato il *market coupling* ai sensi del regolamento CACM, e per la base infragiornaliera alle frontiere con Austria e Francia, nelle more dell'implementazione del *single intraday coupling* a livello europeo..

## Rapporti e iniziative con i paesi non appartenenti all'UE

Nel 2017, l'Autorità ha accresciuto il proprio impegno a livello internazionale, rafforzando l'attività di dialogo e di cooperazione istituzionale a livello multilaterale e bilaterale, e collaborando con le istituzioni europee e internazionali per contribuire a rimuovere gli ostacoli che impediscono o rallentano la condivisione di regole comuni in campo energetico. L'Autorità ha altresì promosso azioni tese a rafforzare il proprio ruolo di regolatore di riferimento nella regione dei Balcani e nel bacino del Mediterraneo, che rappresentano aree geografiche di primaria importanza per il sistema energetico italiano, in virtù delle crescenti attività dei prossimi anni, in termini di nuovi investimenti in infrastrutture energetiche..

### Mercato dell'energia dei paesi del Sud-Est Europa

Considerata la nuova spinta europea a favore dell'integrazione energetica dei Balcani occidentali, nel 2017 si è assistito a un rinnovato slancio a seguito del processo di Berlino<sup>4</sup> *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, Kosovo, Montenegro e Serbia).

In particolare, i paesi coinvolti hanno concordato alcune *soft measure* da porre in essere per favorire lo sviluppo del mercato regionale, che prevedono la rimozione delle barriere legislative e regolatorie e il rafforzamento delle strutture istituzionali esistenti

per il funzionamento del mercato, in linea con i principi dell'*acquis communautaire*.

Nel corso del 2017 Terna (operatore di rete per la trasmissione elettrica), Gestore dei mercati energetici (GME) e, successivamente, anche il Ministero dello sviluppo economico hanno sottoscritto il *memorandum of understanding* (MoU), cui già nel 2016 i ministri dell'energia, i regolatori, i TSO e le Borse elettriche dei paesi parte del *Western Balkans* avevano aderito (l'Autorità aveva aderito già nel 2016). Il MoU non è legalmente vincolante ma rimanda a futuri accordi vincolanti per le parti; l'obiettivo finale consiste nell'integrare i mercati dei paesi WB6 con i mercati degli stati membri dell'Unione europea che aderiscono al progetto *Multi-Regional Coupling* (MRC), tra cui è compresa anche l'Italia.

Nel 2017 l'*Energy Community Regulatory Board* (ERCB) ha rafforzato la sua già consolidata attività di monitoraggio della corretta implementazione dell'*acquis communautaire* nelle *contracting parties*. A tal proposito, è stato redatto un rapporto sui poteri di *enforcement* dei regolatori dei paesi dell'*Energy Community*, con l'intento di valutare la loro capacità di imporre sanzioni e restrizioni in caso di violazione di obblighi e misure previste dal Terzo pacchetto energia.

A tal proposito il *Permanent High Level Group* ha formalmente adottato alcuni dei principali Codici di rete europei e le Linee guida<sup>5</sup> che saranno implementanti anche dalle *contracting parties*, integrando l'*acquis* esistente in materia di gas ed

<sup>4</sup> Avviato con la Conferenza degli Stati dei Balcani occidentali il 28 agosto 2014 a Berlino, il *Berlin Process* (indicato anche come *Western Balkans 6 Process-WB6*) è un'iniziativa diplomatica di cooperazione intergovernativa, promossa dal cancelliere tedesco Angela Merkel e finalizzata al futuro allargamento dell'Unione europea ai paesi della regione balcanica.

<sup>5</sup> Guideline on Congestion Management Procedures for gas;  
 Commission Regulation 2015/703 of 30 April 2015 establishing a network code on interoperability and data exchange;  
 Commission Regulation 2016/631 establishing a network code on requirements for grid connection of generators in the Energy Community  
 Commission Regulation 2016/1447 of 26 August 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules in the Energy Community  
 Commission Regulation 2016/1338 of 17 August 2016 establishing a network code on demand connection in the Energy Community.

elettricità e che consentiranno ai paesi dei Balcani di tenere il passo con gli sviluppi europei in materia di energia.

Parallelamente l'ECRB ha lavorato alla revisione dei modelli di bilanciamento nel settore elettrico, alla modifica delle tariffe gas di trasporto e delle regole di *interoperability* e all'individuazione di misure volte a contenere le perdite di sistema. Inoltre, sempre più rilevanti sono stati gli sforzi profusi per promuovere azioni a supporto dello sviluppo di attività di *empowerment* dei consumatori, attraverso il rafforzamento dei meccanismi di risoluzione delle controversie (*dispute settlement resolutions*) e le campagne informative di sensibilizzazione.

Infine, l'1 luglio 2017 i confini dell'*Energy Community* sono stati estesi alla Georgia, il cui regolatore (GNERC) è stato eletto nel successivo mese di dicembre quale nuovo Presidente del *Board* di ECRB per il prossimo biennio.

L'ECRB ha proseguito la sua collaborazione con altri organismi internazionali, tra cui MEDREG, con il quale ha organizzato, lo scorso 22 febbraio, a Vienna, il gruppo di lavoro congiunto sui consumatori, che ha trattato le tematiche relative a *complaint handling, dispute settlement, customer awareness*.

In riferimento all'attività svolta nell'ambito dell'*Electricity Working Group* (EWG), l'Autorità ha proseguito il suo impegno di coordinamento della *Task Force 1 - Wholesale Market Opening* sull'apertura dei mercati elettrici all'ingrosso nella regione balcanica. In particolare, l'Autorità ha aggiornato i regolatori balcanici, in merito all'attuazione del regolamento (UE) 1222/2015 in materia di allocazione della capacità e di gestione delle congestioni (CACM) e ha stimolato l'adozione di misure di implementazione anticipata di detto regolamento anche tra le *contracting parties*. Nella riunione del 4 ottobre 2017 i regolatori riuniti in ECRB hanno approvato la *Recommendation on Harmonising Cross-Border Transmission Capacity Calculation* e l'*Electricity Balancing Report*. Nella successiva riunione del 20 dicembre 2017, ECRB ha approvato il *Monitoring Report on South-East Europe Electricity Market* e l'*Electricity Transparency Report*.

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, il gruppo di lavoro gas (ECRB GWG), presieduto dal regolatore moldavo (National Energy Regulatory Agency - ANRE), si è concentrato principalmente sulle

attività delle sue tre task force: *Task Force 1 - Gas transmission Tariff*, *Task Force 2 - Regulatory Treatment of Network Losses* e *Task Force 3 - Transparency*. Con riferimento alla TF1, ARERA ed E-Control (regolatore austriaco) hanno presentato i risultati del questionario redatto in collaborazione con l'ACER GRI SSE (*Gas Regional Initiative South-South East*) dapprima all'ECRB GWG e poi al *GAS Forum* di settembre 2017. Il Segretariato ha preparato il primo draft del *Report Gas Transmission Tariffs in South and Central East Europe*, che al momento della stesura di questa *Relazione Annuale* è in via di completamento. In merito alla TF2, il regolatore croato (HERA) ha presentato le misure relative alle perdite di rete per la rete di distribuzione del gas; mentre, per quanto riguarda la TF3 (ANRE), sono stati presentati il questionario e le risposte inviate dai paesi (EnC) nel corso del 2017. Il documento finale è stato adottato da ECRB nella riunione di dicembre 2017.

Per quanto riguarda le tematiche relative ai mercati *retail* e alla tutela dei consumatori, il *Customer and Retail Market Working Group* (CRWG), presieduto dal regolatore bosniaco (SERC), ha svolto approfondimenti sul tema della corretta informazione ai consumatori attraverso apposite attività di comunicazione ed è stato realizzato un documento ricognitivo sul livello di utilizzo delle campagne informative per i consumatori da parte dei regolatori attraverso i diversi canali di comunicazione. Il gruppo ha, inoltre, realizzato un documento sul monitoraggio del mercato al dettaglio, *Retail Market Monitoring Report*.

---

### Progetto KEP-CEI: Support for Strengthening Energy Regulatory Authorities in the Western Balkans

---

Nell'ambito delle attività relative all'area dei Balcani occidentali, è stato proposto all'Autorità dal Ministero degli esteri e della cooperazione internazionale (MAECI) e dall'Organizzazione internazionale Iniziativa Centro Europea (InCE<sup>6</sup>) di attivare – all'interno del Programma InCe /BERS di cooperazione tecnica *Know-How Exchange Programme* (KEP) – un progetto a favore dei regolatori di Albania, Montenegro e Serbia. L'Autorità ha proposto di incentrare il progetto sull'implementazione di meccanismi di *market coupling* nei paesi dell'area dei Balcani, per favorire la creazione di un mercato

6 L'InCE è un forum intergovernativo di cooperazione regionale che rappresenta per i paesi aderenti non europei e appartenenti all'area balcanica una opportunità per acquistare standard comunitari. I membri attuali sono 18, tra cui dieci membri dell'Unione europea e otto extra Unione europea.



elettrico regionale e la sua integrazione con il mercato unico europeo. Tali azioni si inseriscono nel quadro del *Western Balkans 6 Process*.

Nei primi mesi del 2017 si sono svolti alcuni incontri bilaterali in Albania, in Serbia e in Montenegro, tra i rappresentanti dell'Autorità e i rappresentanti dei regolatori balcanici, nel corso dei quali è stata illustrata la proposta di progetto di integrazione dei mercati elettrici all'ingrosso.

Successivamente, nel maggio 2017, l'Autorità ha organizzato, a Roma, una riunione con i rappresentanti dei regolatori, delle Borse, dei TSO di Albania, Italia, Montenegro e Serbia, per definire le Linee guida di implementazione del progetto e per discutere in via preliminare i meccanismi di *market coupling* da applicare alle frontiere dei quattro paesi. Nel corso di questa riunione le Borse e i TSO dell'area hanno deciso di costituire uno specifico gruppo di lavoro (AIMS - Albania, Italia, Montenegro e Serbia), che ha redatto un *term of reference*, inviato a fine 2017 ai regolatori, al fine di ottenere il sostegno che permetterà di favorire l'integrazione dei mercati elettrici nei Balcani.

Con la delibera del 27 luglio 2017, 547/2017/A, l'Autorità ha approvato la propria partecipazione al progetto KEP (*Know Exchange Programme*) - CEI (*Central European Initiative - Support for Strengthening Energy Regulatory Authorities in the Western Balkans*), che si focalizzerà sul trasferimento di conoscenze alle autorità di regolazione albanese, montenegrina e serba. Il progetto prevede l'organizzazione di 4 *workshop* tematici, che avranno luogo a rotazione nei paesi coinvolti.

L'Autorità, con il Segretariato tecnico di InCE, si occuperà del coordinamento delle attività del progetto e, in collaborazione con GME e Terna, implementerà le attività di *capacity building* per i quattro *workshop* tecnici.

Il primo *workshop* si è svolto a Roma il 26 gennaio 2018 e si è concentrato sui principi di base per l'implementazione dei meccanismi di *market coupling* nei paesi beneficiari. Il secondo è stato organizzato a Tirana il 21 marzo 2018 e si è focalizzato sui meccanismi di *pre-coupling*.

Tutte le attività del progetto mirano a sviluppare le opportune capacità tecniche relative al processo di integrazione e al funzionamento dei mercati elettrici, ciò anche al fine di una migliore valutazione delle proposte dei TSOs e delle Borse coinvolte nel progetto di *coupling*.

## Mercato dell'energia nei paesi dell'area del Mediterraneo

Nel corso del 2017, l'Autorità ha mantenuto costante il proprio impegno internazionale nell'ambito del bacino del Mediterraneo, in particolare attraverso MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), di cui è fondatrice e promotrice.

La 23° Assemblea Generale MEDREG ha avuto luogo il 24 maggio 2017 ed è stata ospitata dal regolatore greco (RAE). Nel corso della riunione sono stati approvati i principali documenti tecnici elaborati dai gruppi di lavoro e la nuova strategia di comunicazione volta a consolidare il ruolo reputazionale e l'*accountability* dell'Associazione.

Il 29 novembre 2017 a Larnaca il regolatore cipriota (CERA) ha offerto ospitalità alla 24° Assemblea Generale. Durante l'incontro è stato dato conto delle principali attività volte a favorire l'integrazione dei mercati elettrici, tra cui la nuova versione del *Mediterranean Electricity Market Observatory Report* (MEMO), che include i principali aggiornamenti relativi al livello di integrazione dei mercati regionali e subregionali del Mediterraneo.

Per il settore del gas naturale, a seguito delle indicazioni fornite nel corso dell'Assemblea Generale di Atene, è stato attribuito il mandato al Segretariato MEDREG di verificare e di facilitare la creazione di un'Associazione dei Gas System Operators (GSO) dell'area del Mediterraneo, contribuendo all'avvio della cooperazione tra gli operatori gas del Mediterraneo. Attraverso tale piattaforma gli operatori di trasporto gas potrebbero sostenere lo scambio di informazioni, facilitare l'integrazione dei sistemi del gas del Mediterraneo e favorire la sicurezza dell'approvvigionamento nella regione. A tal proposito, si sono poi riuniti l'1 febbraio 2018, a Milano, i rappresentanti delle reti di trasporto di Defa (Cipro), Desfa (Grecia), Empl-Metragaz (Marocco), Enagas (Spagna), GRTgaz (Francia), Ingt (Israele), Jordanian Egyptian Fajr (Giordania), Plinacro (Croazia), Plinovodi (Slovenia), REN (Portogallo), Snam (Italia), The Energy and Water Agency - Government of Malta (Malta).

Nel dicembre 2017, MEDREG ha organizzato a Tunisi, su richiesta del Ministero dell'energia tunisino, il *workshop European Rules for Interconnections*, per fare il punto sullo stato dell'arte delle interconnessioni nel Mediterraneo e sulla gestione delle interconnessioni transfrontaliere, con particolare riferimento ai casi dei PCI (*Project of Common Interest*) europei. Al *training* hanno partecipato i rappresentanti di regolatori (CRE-Francia e ARERA-Italia) e dei TSO

europei (Terna-Italia e REE-Spagna), dei MED-TSO (Mediterranean System Operators), di istituti finanziari (World Bank) e della Commissione europea.

In vista della scadenza del *service contract* della Commissione europea, che ha finanziato l'associazione dall'1 ottobre 2013 al 31 dicembre 2017, è stato sottoscritto, ancora nel mese di dicembre 2017 e tra la Commissione europea e MEDREG, un nuovo finanziamento (*Grant contract*) per un periodo di due anni (2018-2019).

Anche nel corso del 2017, l'Autorità ha continuato ad assicurare il proprio supporto al Segretariato MEDREG, estendendo l'accordo di ospitalità fino al 31 dicembre 2019.

Per quanto riguarda l'attività svolta:

- il *Working Group Affari Istituzionali* (INS WG), copresieduto dall'Autorità italiana e dal regolatore greco (RAE), con vice-presidenza attribuita al regolatore turco (EMRA), ha intrapreso un intenso programma di attività per l'applicazione delle metodologie *peer review* al regolatore giordano (EMRC) al fine di valutarne l'aderenza ai principi condivisi di buone pratiche regolatorie, e ciò attraverso indicatori di *performance* orientati a favorire l'implementazione di meccanismi per conferire, monitorare e revocare licenze per la distribuzione di energia elettrica;
- il *Working Group Elettricità* (ELE WG), copresieduto dal regolatore francese (CRE) e da quello algerino (CREG), con la vice-presidenza del regolatore greco (RAE), ha visto nel corso del 2017 la partecipazione dell'Autorità principalmente ai lavori sui rapporti con l'associazione dei gestori di rete del mediterraneo, MED-TSO. In particolare, i regolatori e i gestori di rete hanno avviato un'attività di cooperazione finalizzata a definire i principi generali e le metodologie per l'allocazione dei costi e dei rischi connessi ai progetti di investimento in capacità di interconnessione transfrontaliera (*cross border cost allocation*). L'Autorità italiana ha, inoltre, contribuito al Rapporto dell'Osservatorio sul mercato elettrico mediterraneo (MEMO) in fase di finalizzazione;
- il *Working Group Gas* (GAS WG), copresieduto dal regolatore turco (EMRA) e da quello portoghese (ERSE), con la vice-presidenza del regolatore albanese (ERE), ha lavorato alla metodologia per l'applicazione delle *Guidelines of Good Practice on Capacity Allocation - Work Methodology* nei paesi membri. L'Autorità, in collaborazione con il regolatore greco (RAE), si è occupata dello sviluppo della *deliverable*, realizzando il questionario volto a verificare le metodologie attuate nei paesi membri. Il gruppo, a seguito della riunione che si è tenuta a Madrid il 18 ottobre 2017, ha organizzato una sessione parallela cui hanno partecipato i rappresentanti di GIE (Gas Infrastructure Europe, principale associazione europea dei GSO), al fine di avviare i primi contatti per promuovere la costituzione dell'associazione dei GSO del Mediterraneo. Infine, il gruppo ha realizzato il *Report Assessment of Competition Indicators and Market Prices within MEDREG Countries*, che include anche una parte relativa alle *best practice* per la definizione di metodologie tariffarie. Nel marzo 2017 è stato organizzato al Cairo un *workshop* a supporto della costituzione della nuova autorità di regolazione per il settore del gas in Egitto (EGAS). Infine, il gruppo ha lavorato alla definizione di una mappatura delle infrastrutture gas nel Mediterraneo, per fornirne un quadro chiaro d'insieme, compresi i punti di interconnessione, gli oleodotti di trasmissione, le capacità di trasmissione e stoccaggio e i futuri piani di investimento tra i membri MEDREG;
- il *Working Group Fonti Rinnovabili* (RES WG), copresieduto dal regolatore spagnolo (CNMC) e da quello egiziano (EgyptEra), con la vicepresidenza del regolatore cipriota (CERA), ha concentrato il suo lavoro sull'elaborazione del nuovo *Benchmarking Report* per il 2017, relativo all'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile nei paesi del Mediterraneo e all'attività svolta congiuntamente con il gruppo elettricità sullo sviluppo delle *smart grid* nel Mediterraneo;
- il *Working Group Consumatori* (CUS WG), copresieduto dal regolatore giordano (EMRC) e da quello maltese (REWS), con la vice-presidenza del regolatore algerino (CREG), ha elaborato lo studio sulle *Best Practices to Enhance Consumers' Engagement*, che fornisce informazioni qualitative ed esempi concreti di pratiche di coinvolgimento dei consumatori, al di là del ruolo delle associazioni dei consumatori. I membri di MEDREG hanno selezionato un numero di casi studio e di esempi, cominciando dalle questioni più rilevanti e interessanti sollevate nella *Survey on Consumers Associations*. Inoltre, il gruppo ha lavorato sulle metodologie di risoluzione delle controversie applicate nei paesi membri, e in più, al fine di comparare le pratiche in essere al riguardo nel Mediterraneo e nei Balcani, lo scorso 22 febbraio si è svolto un gruppo di lavoro congiunto tra ECRB e MEDREG.



Nel corso del 2017 l'attività delle tre piattaforme energetiche, promosse dalla Commissione europea, si è svolta come illustrato di seguito.

**Piattaforma elettricità.** L'Autorità è coinvolta come membro attivo di MEDREG, che ha continuato a collaborare con Med-TSO nell'ambito del programma di lavoro che concerne l'implementazione della piattaforma euro-mediterranea per il settore elettrico *Regional Electricity Market Platform* (REM). In particolare, MEDREG ha ultimato il *Mediterranean Regulatory Outlook*, che contribuirà a fornire una visione completa dei quadri regolatori dei paesi MEDREG, mentre Med-TSO sta finalizzando lo studio sullo stato dell'arte delle linee di interconnessione nel Mediterraneo. Infine, MEDREG sta supportando Med-TSO nell'attività volta a definire i criteri per la gestione dell'allocazione della capacità transfrontaliera delle interconnessioni elettriche nel Mediterraneo, fornendo informazioni dal punto di vista regolatorio. Nell'ambito delle attività della piattaforma REM si è tenuto al Cairo, il 18 ottobre 2017, l'*Union for the Mediterranean (UfM) Energy and Climate Business Forum*. Questo forum ha riunito rappresentanti dei governi, delle imprese e del settore finanziario per individuare opportunità di cooperazione e meccanismi per una transizione energetica con un focus speciale sulle energie rinnovabili. Nel corso della riunione annuale dello scorso 31 gennaio 2018, MEDREG ha informato sulle attuali e principali sfide energetiche nei paesi del Mediterraneo, con particolare con riferimento alle possibilità di investimento nelle fonti di energia rinnovabili.

**Piattaforma gas.** La piattaforma Gas, cui MEDREG fornisce il necessario supporto dal punto di vista della regolazione, è finalizzata alla creazione di un dialogo strutturato teso al graduale sviluppo di un mercato del gas euro-mediterraneo, in grado di assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti e il corretto bilanciamento degli interessi dei paesi produttori e dei centri di consumo. Si sono così svolti una serie di incontri organizzati dall'OME (Osservatorio mediterraneo per l'energia) che, nell'ambito della piattaforma, svolge il ruolo di segretariato tecnico. Il piano delle attività dei gruppi di lavoro della piattaforma si concentreranno sui temi: *An advisory assessment of the existing and future of the gas supply-demand balance in the Euro-Mediterranean region; The role of LNG in European-Mediterranean gas supply security*. MEDREG collaborerà su quest'ultima tematica con *Gas Infrastructure Europe* (GIE).

**Piattaforma per le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica.** Questa piattaforma intende promuovere misure per il contrasto al cambiamento climatico che siano anche in grado di contribuire

allo sviluppo socio economico della regione, creando nuovi posti di lavoro e garantendo un accesso sicuro e affidabile alle risorse energetiche. Tra le iniziative condotte nel corso del 2017, si annovera un esteso programma di *capacity building*, di condivisione di dati e di esperienze nell'implementazione di programmi di sviluppo della *green economy*, di creazione di network di esperti e di promozione e stimolo degli investimenti. Principali animatori della piattaforma sono RECREEE (*Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency*) e MEDENER (*Mediterranean Association of the National Agencies for Energy Conservation*). Con quest'ultima organizzazione MEDREG ha organizzato un *workshop*, il 23 novembre 2017 a Bruxelles, dal titolo *Regulators and Agencies for Energy Conservation to work hand in hand towards Regional Cooperation and Sustainable Energy Transition*.

---

### Gemellaggio con il regolatore egiziano

---

Si è concluso il 24 agosto 2017 il gemellaggio con il regolatore egiziano EgyptEra, sul tema *Strengthening the Institutional Capacity of the Egyptian Electric Utility and Consumer Protection Agency*, condotto dal consorzio formato dal regolatore greco (RAE), in qualità di *project leader*, e dal regolatore italiano.

Il contributo dell'Autorità si è principalmente concentrato sul tema *market transition*, in relazione al quale sono stati prodotti i documenti di seguito riportati, che formano la base di un pacchetto di misure integrate per l'apertura del mercato (*market reform package*):

- *Independent Study*: analisi di impatto regolatorio del pacchetto di riforme necessarie per l'attuazione della legge egiziana n. 87/2015 (*electricity law*);
- *Guidelines on Wholesale Electricity Market*: bozza di un atto di regolazione, con il quale si forniscono indicazioni ai principali *stakeholder* per l'elaborazione di schemi contrattuali, procedure e metodologie necessarie per l'implementazione del disegno di mercato elettrico all'ingrosso;
- *Internal Guidelines for VPP Reserve Price Calculation*: istruzioni al regolatore egiziano EgyptEra per il calcolo del prezzo di riserva da applicare alle aste di vendita di capacità di generazione virtuale;
- *Guidelines on VPP Auctions*: bozza di un atto di regolazione, con il quale si dettano disposizioni al gestore del mercato elettrico

(*market operator*) per l'organizzazione delle aste di vendita di capacità di generazione virtuale;

- *Internal Guidelines on Market Monitoring Procedures*: istruzioni a EgyptEra per l'organizzazione dell'attività di monitoraggio di mercato;
- *Guidelines on GENCOs Unbundling*: bozza di un atto di regolazione che definisce per la società capogruppo dell'ex impresa verticalmente integrata EEHC le regole di applicazione di procedure di separazione contabile e amministrativa a ciascuna delle sei società di generazione elettrica facenti capo a essa.

Coerentemente allo spirito del gemellaggio, in quanto strumento di politica europea di vicinato, ARERA e RAE hanno trasferito a EgyptEra le *best practice* sviluppate nell'ambito della cooperazione tra regolatori europei per il completamento del mercato interno dell'energia. Le Linee guida, una volta adottate dall'autorità di regolazione egiziana, attiveranno un processo di riforma in più fasi, di durata pluriennale, il cui esito finale atteso è la creazione di un mercato elettrico all'ingrosso simile ai mercati presenti negli stati membri dell'Unione.

L'Autorità ha, inoltre, assicurato il suo costante supporto ai fini dell'implementazione del Progetto, anche con l'organizzazione di due visite del regolatore egiziano in Italia, una a maggio 2017 e l'altra nel mese di agosto 2017.

Infine, l'Autorità ha fornito una piattaforma informatica, sulla quale sono stati inseriti tutti i documenti relativi al progetto, offrendo ai *partner* (regolatore egiziano, greco e italiano) la possibilità di condividere tutte le informazioni.

---

### International Confederation of Energy Regulators (ICER)

---

L'Autorità ha partecipato, nel corso del VII Forum Mondiale della Regolazione - *Regulating in a Time of Innovation Empowered Consumers, Dynamic Markets and Sustainable Infrastructures*, Cancun (Messico), marzo 2018 - al *Regulatory Training Day, The Basic*

*of Natural Gas Market Regulation*, e alle *High Level Commissioner Round Tables*.

---

### Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE)

---

Nel corso del 2017 è proseguito l'impegno dell'Autorità in ambito OCSE, all'interno del *Network of Economic Regulators*<sup>7</sup> (NER) e della *Water Governance Initiative*<sup>8</sup> (WGI).

---

### Network of Economic Regulators (NER)

---

Nel 2017 è stata confermata la nomina dell'Autorità come membro del *Board* del *Network of Economic Regulators* (NER). Una delle principali attività cui si è dedicato il NER è stata la revisione della *governance* dei regolatori. Utilizzando la metodologia PAFER (*Performance Assessment for Economic Regulators*), messa a punto dal NER, un gruppo di esperti di alto livello in cui era rappresentata anche l'Autorità, di concerto con il Segretariato OCSE, ha analizzato la *governance* di quattro regolatori sotto il profilo del ruolo e degli obiettivi assegnati, della disponibilità di risorse umane e finanziarie, dei processi interni a garanzia di una gestione efficiente e della qualità della regolazione e dei metodi di valutazione delle performance del regolatore e dei settori di competenza, proponendo suggerimenti e raccomandazioni per superare alcune delle criticità rilevate.

Altro rilevante tema dibattuto ha riguardato l'aggiornamento degli indicatori della regolazione (*OECD Product Market Regulation Indicators*) con cui vengono misurati i processi regolatori e alcuni aspetti della *governance* dei regolatori, quali per esempio l'indipendenza, l'*accountability*, i ruoli e gli obiettivi. Inoltre, è stato presentato un nuovo approccio per la protezione dei consumatori, al fine di aumentare la soddisfazione degli utenti e di implementare un efficace meccanismo di risoluzione delle controversie, e un nuovo progetto sull'utilizzo di queste tecniche per promuovere la sicurezza nell'uso dei vettori energetici.

---

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

8 La Water Governance (WGI) è una piattaforma tecnica per *stakeholder* del settore idrico, che permette lo scambio di conoscenze, esperienze e buone pratiche della *governance* del settore tra i paesi membri e gli Osservatori dell'OCSE.

È stato poi affrontato il tema della definizione dei principi di corretta interfaccia tra regolatori e *stakeholder*. Nel corso di una consultazione pubblica, sono emerse alcune questioni che necessitano di un approfondimento, quali la definizione stessa di *stakeholder*, il confronto pubblico come parte integrante del processo di regolazione, l'interfaccia coordinata e sistematica delle prime fasi di sviluppo della regolazione.

A conclusione del lavoro svolto sull'indipendenza dei regolatori avviato nello scorso anno, è stato, infine presentato il rapporto finale *Creating a Culture of Independence: Practical Guidance against Undue Influence*, che intende fornire indicazioni pratiche per un'effettiva indipendenza dei regolatori. Le raccomandazioni sono articolate sotto forma di *checklist*, suddivisa in cinque argomenti (chiarezza di ruolo, trasparenza e *accountability*, autonomia finanziaria, indipendenza del *Board* e comportamento delle risorse) relative alla *governance* interna ed esterna.

A margine delle riunioni del NER, il Segretariato OCSE ha organizzato due seminari con il *Club des Régulateurs*, presso l'Università Paris Dauphine: uno sulla cooperazione regionale tra regolatori e l'altro sulla relazione tra i regolatori indipendenti e i giudici amministrativi.

---

### Water Governance Initiative (WGI)

---

L'Autorità ha partecipato alla nona riunione del forum *Water Governance Initiative* (WGI), tenutasi a Parigi nel mese di luglio 2017. La principale questione trattata ha riguardato la revisione degli indicatori di *governance*, quali strumento di autovalutazione utilizzabile dai singoli governi in relazione al rispetto dei principi di buona *governance*<sup>9</sup> già approvati dall'OCSE, applicabili anche ai processi decisionali delle autorità di regolazione.

---

### International Water Association (IWA)

---

Nel mese di giugno 2017 un componente del Collegio dell'Autorità è stata nominato membro del Consiglio strategico (*Strategic Council*) e del Comitato di programmazione (*Programme*

*Committee*) di *International Water Association* (IWA). L'Autorità quindi ha partecipato a due riunioni di coordinamento in rappresentanza del network WAREG, di cui detiene la presidenza. La prima riunione, che si è svolta a Praga il 22 settembre 2017, si è focalizzata sulla presentazione del programma di lavoro per il 2018 e sulla possibile collaborazione con i regolatori europei ed extraeuropei. La seconda riunione, che si è svolta a Lisbona il 9 marzo 2018, è stata centrata sulla partecipazione a titolo volontario di alcuni membri di IWA all'ottavo Forum Mondiale dell'Acqua (*World Water Forum*).

Infine, l'Autorità ha partecipato al quarto Forum Internazionale dei Regolatori dei Servizi Idrici, tenutosi a Buenos Aires il 14 novembre 2017 sull'implementazione degli obiettivi ONU per uno sviluppo sostenibile, presentando i risultati di una ricerca sulle principali barriere agli investimenti nei servizi idrici registrate dalle autorità di regolazione europee membri di WAREG.

---

### World Water Forum

---

L'Autorità ha partecipato all'ottava edizione del Forum Mondiale dell'Acqua, che si è svolto nel mese di marzo 2018 a Brasilia, organizzato dal Consiglio mondiale dell'acqua<sup>10</sup>, illustrando il modello di regolazione italiano, teso a rafforzare gli investimenti, a migliorare la qualità dei servizi e a garantire l'accesso universale ai servizi idrici, anche attraverso il riconoscimento di un'agevolazione alle famiglie in condizioni di disagio economico.

---

### Relazioni bilaterali e rapporti con gli stakeholder

---

#### Relazioni bilaterali

**Cile.** L'11 maggio 2017 l'Autorità ha ricevuto una delegazione di istituzioni del Cile – che comprendeva rappresentanti del regolatore energetico nazionale (Comision Nacional de Energia), del Ministero dello sviluppo economico e dell'operatore nazionale del sistema di trasmissione elettrico – per illustrare il proprio sistema di regolazione, con particolare riguardo al dispacciamento di elettricità.

<sup>9</sup> I principi della buona *governance* sono rintracciabili all'indirizzo internet [www.oecd.org/gov/regulatory-policy/49990817.pdf](http://www.oecd.org/gov/regulatory-policy/49990817.pdf)

<sup>10</sup> Il Consiglio mondiale dell'Acqua (*World Water Council*) è una piattaforma internazionale di cooperazione tra *stakeholder* e istituzioni nazionali, inclusi i Ministeri, su tematiche di *policy* dell'acqua. Ogni tre anni è organizzato il Forum Mondiale dell'Acqua con un paese ospitante, per dibattere in ordine all'agenda mondiale nel settore idrico

**Turchia.** Il 17 maggio 2017 l'Autorità ha incontrato una delegazione del Ministero delle foreste e del settore idrico della Turchia, per esporre l'organizzazione dei servizi idrici in Italia e le competenze del regolatore italiano.

**Georgia.** Il 25 luglio 2017 l'Autorità ha ricevuto una delegazione della Commissione di regolazione dell'energia della Georgia. Ha così tratteggiato le competenze di regolazione tariffaria dei servizi idrici in Italia e, in particolare, la metodologia tariffaria attraverso gli schemi di regolazione.

**Repubblica di Macedonia.** Il 13 settembre 2017 l'Autorità ha ospitato una delegazione della Commissione di regolazione dell'energia della Repubblica di Macedonia, per far conoscere le funzioni di regolazione tariffaria dei servizi idrici in Italia, con un accenno specifico alla questione degli investimenti nel medesimo settore.

**Brasile.** Il 9 febbraio 2018 si è svolto un incontro bilaterale con una delegazione del Ministero dell'ambiente del governo federale del Brasile, nel corso del quale sono stati esposti l'organizzazione del servizio idrico integrato sul territorio italiano e le modalità di affidamento di tale servizio agli operatori.

---

### Rapporti con gli stakeholder

---

L'Autorità ha partecipato a una riunione organizzata dall'Unione per il Mediterraneo<sup>11</sup> e dall'Istituto mediterraneo

dell'acqua<sup>12</sup>, in vista del Forum Mondiale dell'Acqua, che si è tenuto, come illustrato sopra, nel marzo 2018. Sono state presentate le conclusioni di un rapporto elaborato da WAREG sulla sostenibilità economica dei prezzi finali per usi domestici dell'acqua potabile.

Il 27 settembre 2017 l'Autorità ha partecipato al Forum internazionale *Rules of Water Rules for Life*, organizzato a Milano dal *Milan Center for Food Law and Policy*, e specificamente a una sessione dedicata alle norme di regolazione esistenti a sostegno di uno sviluppo sostenibile, dove sono state riferite alcune delle buone pratiche di regolazione applicate alle fasce meno abbienti dei consumatori, evidenziate nella ricerca su *Affordability in European Water Systems* di WAREG<sup>13</sup>.

---

### Visita di studio sul mercato elettrico USA

---

Nel corso del 2017 l'Autorità ha partecipato a un viaggio studio negli Stati Uniti, insieme ad altri tre regolatori europei, per una serie di incontri bilaterali con gestori di rete (ISO New England, PJM, MISO, ERCOT), rappresentanti del regolatore del Texas (Public Utility Commission of Texas) e rappresentanti della University of Texas. Gli incontri hanno permesso uno scambio culturale sull'organizzazione dei mercati elettrici e le pratiche regolatorie tra Stati Uniti e il modello europeo, in particolare sui temi dello *scarcity pricing*, della co-ottimizzazione e dei mercati nodali.

---

<sup>11</sup> L'Unione per il Mediterraneo è un'organizzazione intergovernativa che raggruppa 43 paesi europei e del bacino del Mediterraneo, con sede a Barcellona, istituita nel 2008. Tra le varie attività, organizza anche dei *fora per stakeholder* e istituzioni dell'area geografica di riferimento, su settori specifici come per esempio acqua e ambiente.

<sup>12</sup> L'Istituto mediterraneo dell'acqua è un'organizzazione non governativa con sede a Marsiglia, istituita nel 1982, dotata di status consultivo presso il Consiglio economico e sociale delle Nazioni unite, che riunisce attori pubblici e privati, professionisti e università provenienti dal bacino del Mediterraneo, per favorire lo scambio di esperienze e di studi sui possibili utilizzi sostenibili dell'acqua.

<sup>13</sup> La ricerca è consultabile nel sito web di WAREG [www.wareg.org](http://www.wareg.org).



# 2.

Indirizzi di politica  
energetico-ambientale  
e rapporti istituzionali

---

Intersettoriale

---

# Evoluzione della legislazione italiana

---

Nel corso del 2017 i settori dell'energia elettrica, del gas e del sistema idrico sono stati interessati da alcuni importanti interventi normativi, illustrati di seguito in ordine di approvazione.

La legge 7 aprile 2017, n. 45, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 9 febbraio 2017, n. 8, recante *Nuovi interventi urgenti in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 2016 e del 2017*, ha modificato in più punti il decreto legge 17 ottobre 2016, n. 189, che interveniva in favore delle popolazioni colpite dal sisma del 24 agosto 2016, prevedendo, tra l'altro, diverse misure volte ad accelerare la realizzazione degli interventi relativi alle strutture d'emergenza e agli edifici scolastici, a sostenere le fasce deboli della popolazione, a potenziare la dotazione di personale utilizzato per le attività di ricostruzione. In particolare, l'art. 11, che apporta modifiche all'art. 48 del citato decreto legge n. 189/16, nel rivedere la disciplina relativa alla sospensione dei termini degli adempimenti e dei versamenti tributari, proroga alcuni termini e attribuisce alle imprese, ai lavoratori autonomi e agli agricoltori la possibilità di contrarre finanziamenti agevolati per il pagamento dei tributi fino all'anno 2018. Alla copertura di tali oneri – pari a 380 milioni di euro per il 2017 e a 180 milioni per il 2018 e seguenti – si provvede mediante il versamento delle somme gestite presso il sistema bancario dal Gestore dei servizi energetici (GSE) per un importo pari a 300 milioni per il 2017 e a 100 milioni per il 2018, nonché dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali per un importo pari a 80 milioni per gli anni 2017 e 2018.

Inoltre, l'art. 18-*undecies*, in considerazione dell'aggravarsi delle conseguenze degli eventi sismici e della necessità di applicare le disposizioni a sostegno della popolazione anche ai territori della Regione Abruzzo non ricompresi tra i comuni indicati negli allegati 1 e 2 del decreto legge n. 189/16, istituisce, per ogni effetto giuridico, un nuovo elenco denominato *Elenco dei comuni colpiti dal sisma del 18 gennaio 2017*. Si veda anche il paragrafo specifico al Capitolo 9 della presente *Relazione Annuale*.

La legge 21 giugno 2017, n. 96, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 24 aprile 2017, n. 50, recante *Disposizioni urgenti in materia finanziaria, iniziative a favore degli enti territoriali, ulteriori interventi per le zone colpite da eventi sismici e misure per lo sviluppo*, all'art. 52-*bis* precisa – novellando l'art. 17-*septies* del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, recante *Misure urgenti per la*

*crescita del Paese* – che tra i contenuti essenziali del Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati con energia elettrica, sia prevista anche l'identificazione di parametri minimi di interoperabilità delle nuove colonnine di ricarica, pubbliche e private, finalizzati a garantire la loro più ampia compatibilità con i veicoli a trazione elettrica in circolazione.

Il successivo art. 57, comma 3-*quinqüies*, interviene sul decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, recante *Disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia*, consentendo una rimodulazione degli incentivi stabiliti al comma 7-*bis* dell'art. 5 per i titolari di impianti di generazione di energia elettrica, alimentati da bioliquidi sostenibili, in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

L'art. 57-*ter* proroga al 31 dicembre 2017 il termine per la trasmissione al Ministero dello sviluppo economico di alcuni elementi e della documentazione – da parte degli esercenti di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi sostenibili, che fruiscono fino al 31 dicembre 2021 di un incentivo ridotto sull'energia prodotta – per la notifica alla Commissione europea ai fini della verifica di compatibilità delle misure con la *Disciplina in materia di aiuti di stato a favore dell'ambiente e dell'energia per gli anni 2014-2020*, di cui alla Comunicazione 2014/C 200/01 (*Linee guida*).

Il successivo art. 57-*quater* interviene sulla disciplina dei controlli e delle sanzioni in tema di incentivi nel settore fotovoltaico e nel settore eolico, stabilita all'art. 42 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, operando, per determinate fattispecie di violazioni, una sostanziale deroga alla disciplina vigente.

Ai sensi del nuovo comma 4-*bis* del citato art. 42, agli impianti di potenza superiore a 3 kW, nei quali, a seguito di verifiche o controlli, risultano installati moduli non certificati o con certificazioni non rispondenti alla normativa di riferimento e per i quali il soggetto beneficiario della tariffa incentivante abbia intrapreso le azioni consentite dalla legge nei confronti dei soggetti responsabili della non conformità dei moduli, si applica, una decurtazione del 20% della tariffa incentivante base per l'energia prodotta dalla data di decorrenza della convenzione con il GSE.

Il nuovo comma 4-*ter* dispone poi un dimezzamento della suddetta decurtazione, qualora la mancanza della certificazione o la mancata rispondenza della certificazione alla normativa di riferimento siano dichiarate spontaneamente dal beneficiario dell'incentivo, al di fuori di un procedimento di verifica o di indagine.

A completamento, il successivo comma 4-*quater* dispone che, ai fini dell'applicazione della sanzione prevista dai commi 4-*bis* e 4-*ter*, il GSE, accerti, sulla base di idonea documentazione prodotta secondo modalità indicate dallo stesso GSE, la sostanziale ed effettiva rispondenza dei moduli installati ai requisiti tecnici e la loro perfetta funzionalità e sicurezza. Infine, il nuovo comma 4-*quinqüies* fa salvo il diritto di rivalsa del beneficiario nei confronti dei soggetti responsabili della non conformità dei moduli, ferme restando eventuali diverse responsabilità civili e penali del soggetto beneficiario e le conseguenze di eventuali altre violazioni ai fini del diritto all'accesso e al mantenimento del diritto agli incentivi. Infine, per salvaguardare la produzione di energia derivante da impianti eolici, il comma 4-*sexies* precisa che tutti i suddetti impianti già iscritti in posizione utile nel registro EOLN-RG2012 ai quali è stato negato l'accesso agli incentivi di cui al decreto ministeriale 6 luglio 2012 a causa della errata indicazione della data del titolo autorizzativo in sede di registrazione dell'impianto, siano riammessi agli incentivi previsti dalla normativa per tale registro.

Al termine di un lungo e complesso esame parlamentare<sup>1</sup>, ha visto la luce la legge 4 agosto 2017, n. 124, recante *Legge annuale per il mercato e la concorrenza*. Essa interviene con una serie di norme relative ai mercati energetici e al sistema idrico, le più dirompenti delle quali determinano la rimozione della disciplina transitoria dei prezzi nei settori del gas naturale (servizio di tutela) e dell'energia elettrica (servizio di maggior tutela).

Nel dettaglio, il comma 59 dell'art. 1 determina la cessazione del regime di tutela nel settore del gas naturale a partire dall'1 luglio 2019, e a partire dalla stessa data, il comma 60 elimina il regime di maggior tutela nel settore dell'energia elettrica per i consumatori domestici e le imprese connesse in bassa tensione con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore ai dieci milioni di euro. Per tali soggetti che, al superamento del regime di maggior tutela, si trovino senza un fornitore di energia elettrica, è introdotto un servizio di salvaguardia, regolato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità) attraverso procedure concorsuali per aree territoriali e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero, al fine di garantire la continuità della fornitura.

I commi da 61 a 64 del medesimo art. 1 sono volti a garantire la confrontabilità e l'evidenza pubblica delle offerte di fornitura di energia elettrica e gas. A tal fine si prevede che l'Autorità predisponga la realizzazione e la gestione, da parte del gestore del Sistema informativo integrato, di un portale informatico per la raccolta e la pubblicazione delle offerte sul mercato *retail*, con particolare riferimento alle utenze domestiche, alle imprese connesse in bassa tensione e alle imprese con consumi annui non superiori a 200.000 S(m<sup>3</sup>), nonché istituisca un comitato tecnico-consulativo con funzioni di garanzia in merito ai contenuti del portale stesso. Il comma 62, sempre dell'art.1, pone l'obbligo in capo agli operatori della vendita dell'energia elettrica o di gas di inviare all'Autorità e di pubblicare sul proprio sito almeno una proposta di offerta di fornitura a prezzo variabile e una a prezzo fisso per le utenze, domestiche e non domestiche, connesse in bassa tensione e le utenze con consumi annui non superiori a 200.000 S(m<sup>3</sup>). Secondo quanto previsto dai commi successivi, le modalità operative per realizzare tali proposte di offerta di fornitura saranno stabilite dall'Autorità, che definirà anche le modalità di copertura dei costi sostenuti, utilizzando in via prioritaria le risorse derivanti dai proventi delle sanzioni, nonché le Linee guida per la promozione delle offerte commerciali di energia elettrica e gas a favore di gruppi di acquisto, con particolare riguardo alla confrontabilità, trasparenza e pubblicità delle offerte.

Il comma 66 attribuisce all'Autorità il compito di trasmettere al Ministero dello sviluppo economico un Rapporto relativo al monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas, con particolare riguardo al raggiungimento di determinati obiettivi, finalizzati alla cessazione del regime della maggior tutela nei mercati di vendita al dettaglio dell'energia e del gas. Sulla base del rapporto, entro 60 giorni dalla trasmissione, il Ministero dello sviluppo economico adotterà un decreto che darà conto del raggiungimento dei predetti obiettivi (comma 67). Il mancato raggiungimento degli stessi comporterà l'adozione, da parte dello stesso ministero e dell'Autorità, ciascuno nel rispetto delle proprie competenze, dei provvedimenti necessari. Il provvedimento dovrà altresì definire le misure necessarie affinché la cessazione del regime della maggior tutela e l'ingresso consapevole nel mercato dei clienti finali avvengano secondo meccanismi che assicurino la concorrenza,

<sup>1</sup> Cfr. anche *Relazione Annuale 2016* e nella *Relazione Annuale 2017*.



la pluralità di fornitori e le offerte nel mercato libero (comma 68).

Con riferimento al tema centrale dell'informazione ai consumatori, il comma 69 prevede specificatamente che i clienti finali di energia elettrica riforniti in maggior tutela debbano ricevere adeguata informativa da parte di ciascun fornitore, in relazione al superamento delle tutele di prezzo.

Il comma 70 introduce, inoltre, una disposizione volta a semplificare le modalità di cambio di fornitore da parte del cliente: nello specifico, esclude l'ipotesi di successione di un fornitore del servizio a un altro, dall'applicazione della disciplina relativa agli allacci delle utenze (di cui all'art. 5 del decreto legge 28 marzo 2014, n. 47), secondo la quale l'allacciamento dei servizi di energia elettrica, di gas, di servizi idrici e della telefonia fissa, nelle forme della stipulazione, della volturazione, del rinnovo, sono nulli qualora non riportino i dati identificativi del richiedente e il titolo che attesti la proprietà, il regolare possesso o la regolare detenzione dell'unità immobiliare in favore della quale si richiede l'allacciamento.

Infine, il comma 71 specifica che qualora uno o più degli obiettivi stabiliti dai citati commi da 66 a 70 siano raggiunti prima dell'1 gennaio 2018, l'Autorità ne debba dare tempestiva comunicazione al Ministero dello sviluppo economico.

I commi da 72 a 74 recano misure volte a garantire l'informazione dei consumatori, prevedendo, in primis, l'obbligo per l'Autorità di garantire la pubblicizzazione e la diffusione delle informazioni sulla piena apertura del mercato e sulle condizioni di svolgimento dei servizi, nonché il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione per tutti i settori oggetto di regolazione e di controllo (comma 72); *deinde*, è affidato all'Autorità il compito di stabilire le modalità con le quali lo Sportello per il consumatore accede alle informazioni e ai dati gestiti dal Sistema informativo integrato (comma 73), nonché le modalità affinché le fatture relative alla somministrazione dell'acqua con il sistema di misura a contatore contengano, almeno una volta all'anno, l'indicazione dell'effettivo consumo riferito alla singola utenza, ove il contatore sia reso accessibile e la lettura sia tecnicamente possibile. Il comma 72 consente poi all'Autorità di avvalersi di Acquirente unico per il trattamento dei reclami e delle procedure di conciliazione, per tutti i settori oggetto di regolazione e controllo da parte della stessa.

I commi 75, 76 e 77 demandano a un successivo decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità, la disciplina delle modalità di erogazione e di rimodulazione dei c.d. *bonus*

*elettrico e gas* (benefici economici a sostegno dei clienti economicamente svantaggiati e dei clienti domestici che versano in gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche alimentate a energia elettrica, per il loro mantenimento in vita.

I commi 78 e 79 dettano la disciplina applicabile in caso di fatture di conguaglio di rilevante importo (individuate secondo le condizioni definite dall'Autorità) prevedendo il diritto dei consumatori alla rateizzazione delle bollette di energia elettrica e di gas di importo elevato a causa di ritardi, interruzioni della fatturazione o di prolungata indisponibilità dei dati di consumo reali, a meno che il conguaglio sia imputabile a ragioni riconducibili al cliente finale. Si prevede, altresì, che l'Autorità individui adeguate misure per responsabilizzare i distributori, nel caso di prolungata indisponibilità dei dati di consumo reali e per favorire l'accessibilità dei gruppi di misura da parte degli stessi.

I commi da 80 a 88 recano ulteriori misure per la trasparenza del mercato dell'energia elettrica e del gas, stabilendo, fra le altre disposizioni, l'istituzione presso il Ministero dello sviluppo economico di un Elenco dei soggetti abilitati alla vendita ai clienti finali; l'inclusione e la permanenza nell'Elenco rappresenteranno una condizione necessaria per lo svolgimento di tale attività. Sono individuate, inoltre, norme di promozione della concorrenza, attraverso la riduzione delle asimmetrie informative, nonché disposizioni relative alla clausola di *close-out netting*, prevista per i prodotti energetici all'ingrosso.

I commi 89 e 90 intervengono sulle procedure relative agli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e al settore dell'efficienza energetica, in particolare in merito alle istruttorie di valutazione delle richieste di verifica e di certificazione dei risparmi aventi ad oggetto il rilascio dei titoli di efficienza energetica e nell'ambito delle attività di verifica da parte del GSE, nonché in materia di incentivazione degli impianti di generazione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili, entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

I commi 91 e 92 dettano discipline parzialmente derogatorie a quelle esistenti in materia di obblighi di separazione per i gestori dei sistemi di distribuzione chiusi e per i gestori di sistemi di distribuzione facenti parte di un'impresa verticalmente integrata che servono meno di 25.000 punti di prelievo, a esclusione delle imprese beneficiarie di integrazioni tariffarie. È, inoltre, previsto che, per i gestori cui si applicano le ultime deroghe citate, le modalità di riconoscimento dei costi per la distribuzione e la misura dell'energia

elettrica siano basate su logiche parametriche, che tengano conto anche della densità dell'utenza servita, nel rispetto dei principi generali di efficienza e di economicità. Risulta, inoltre, abrogata la precedente disciplina sull'aggregazione delle piccole imprese di distribuzione di energia elettrica.

I commi da 93 a 97 contengono disposizioni volte a regolare la distribuzione del gas naturale, a partire dalla disciplina delle gare fino al regime della concessione di stoccaggio. Sinteticamente si prevede:

- la deroga alla disciplina di cui all'art. 15, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000 n. 164 (relativo all'affidamento dell'attività di distribuzione di gas naturale) in materia di rimborso riconosciuto ai titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere, a carico del nuovo gestore entrante;
- la definizione da parte dell'Autorità di procedure semplificate di valutazione dei bandi di gara, applicabili nei casi in cui tali bandi siano stati redatti in aderenza al bando di gara tipo, al disciplinare tipo e al contratto di servizio tipo;
- la regolazione dei requisiti richiesti per la partecipazione alle gare d'ambito dei raggruppamenti temporanei d'impresa e dei consorzi ordinari;
- la decorrenza e l'entità del contributo compensativo dovuto dai soggetti titolari di concessioni per l'attività di stoccaggio del gas naturale in giacimenti o unità geologiche profonde o, comunque, autorizzati all'installazione e all'esercizio di nuovi stabilimenti di stoccaggio di gas naturale.

Della legge 20 novembre 2017, n. 167, recante *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea - Legge europea 2017*, meritano particolare attenzione le disposizioni agli art.19, 20 e 21.

L'art. 19 è relativo agli aiuti di stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020, con specifico riguardo alle imprese a forte consumo di energia elettrica. Al comma 1, destina automaticamente alla riduzione delle tariffe elettriche degli utenti che sostengono gli oneri connessi all'attuazione delle misure di cui ai commi successivi almeno il 50% delle risorse derivanti dalle riduzioni della componente tariffaria A3<sup>2</sup> conseguite nel triennio 2018-2020 rispetto all'anno 2016.

I commi successivi da 2 a 5 modificano la disciplina delle agevolazioni previste per le imprese a forte consumo di energia elettrica, prevedendo uno o più decreti del Ministro dello sviluppo economico, volti a ridefinirne l'ambito, le agevolazioni previste e i criteri e le modalità con le quali l'Autorità provvederà all'attuazione della misura e del piano di adeguamento, per gli ambiti di competenza. Più nel dettaglio, con i medesimi decreti si provvede alla definizione progressiva delle agevolazioni in funzione dell'intensità del consumo elettrico sul fatturato delle imprese energivore, nel rispetto dei livelli di contribuzione minima fissati dalla Commissione europea, nonché alla definizione delle modalità di applicazione della clausola sul valore aggiunto lordo (VAL), secondo quanto previsto dalla comunicazione della Commissione europea sugli aiuti di stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020. Si prevede, inoltre, che l'Autorità adegui, a decorrere dall'1 gennaio 2018, la struttura delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema elettrico applicate ai clienti dei servizi elettrici per usi diversi da quelli domestici ai criteri che governano la tariffa di rete per i servizi di trasmissione, di distribuzione e di misura, tenendo comunque conto dei diversi livelli di tensione e dei parametri di connessione, oltre che della diversa natura e delle peculiarità degli oneri rispetto alla tariffa. Il comma 6 del medesimo art. 19 interviene sull'art. 29 del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, concernente il sistema tariffario elettrico delle Ferrovie dello Stato, con lo scopo di chiarire che gli effetti della rimodulazione ivi dettata sono limitati alla componente compensativa di tale regime tariffario, escludendo gli oneri generali di sistema per i quali continua ad applicarsi quanto previsto dal regime tariffario speciale di cui al decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730. Si specifica inoltre che la componente tariffaria compensativa annua, riconosciuta in attuazione di tale regime tariffario speciale, è ridotta, sulla parte eccedente il quantitativo di 3300 GWh, di un importo fino a un massimo di 80 milioni di euro; L'art. 20 riguarda il sostegno alla produzione di energia da fonti rinnovabili. Il comma 1, lettera a), novella il testo del comma 3 dell'art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, stabilendo che la produzione di energia elettrica da impianti di potenza nominale fino a un valore da stabilire con appositi decreti sia incentivata, dalla data di entrata in esercizio, diversificando per fonte e per scaglioni di potenza. Inoltre, la lettera b) dell'art. 20 in analisi modifica il

<sup>2</sup> Tale componente è destinata alla promozione di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

comma 4, lettera c), del citato art. 24 del decreto legislativo n. 28/11, inerente alle procedure d'asta al ribasso per gli impianti di potenza nominale superiore ai valori minimi stabiliti per l'accesso agli incentivi, specificando che queste procedure riguarderanno i contingenti di potenza anche riferiti a più tecnologie e determinate categorie di intervento (mentre fino ad ora erano relative a un contingente di potenza da installare per ciascuna fonte o tipologia d'impianto); L'art.21 attiene agli aiuti di stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020, con particolare riguardo alle imprese a forte consumo di gas. Il comma 1 demanda a un decreto del Ministro dello sviluppo economico la definizione delle 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. Previa verifica della sussistenza dei requisiti in questione, le imprese che ne facciano richiesta sono inserite nell'apposito elenco delle imprese a forte consumo di gas naturale. In base al comma 2, l'Autorità provvederà alla rideterminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema del 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. Inoltre, in base al comma 3, l'Autorità adotterà i provvedimenti necessari a garantire che tutti i consumi di gas superiori a 1 milione di  $S(m^3)$  /anno per usi non energetici non siano assoggettati all'applicazione dei corrispettivi tariffari stabiliti per la copertura degli oneri generali del sistema del gas, il cui gettito è destinato al finanziamento di misure in materia di obiettivi comuni per la decarbonizzazione.

Riguardo al decreto legge 16 ottobre 2017, n. 148, convertito, con modificazioni, nella legge 4 dicembre 2017, n. 172, recante *Disposizioni urgenti in materia finanziaria e per esigenze indifferibili*, si rileva che l'art. 1, comma 24 (che modifica il decreto legge n. 189/16, c.d. *DL Terremoto*) limitatamente ai soggetti danneggiati che dichiarino l'inagibilità del fabbricato, della casa di abitazione, dello studio professionale o azienda, stabilisce che la sospensione già prevista dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere sia differita alla data del 31 maggio 2018. Per i settori di competenza dell'Autorità, la medesima sarà tenuta a disciplinare le modalità di rateizzazione, per un periodo non inferiore a 36 mesi, delle fatture i cui pagamenti siano stati sospesi, e a introdurre agevolazioni tariffarie per i comuni colpiti dal sisma individuando anche le

modalità di copertura delle stesse attraverso specifiche componenti tariffarie, facendo ricorso a strumenti di tipo perequativo.

Le novità più rilevanti per l'attività dell'Autorità sono rinvenibili nella legge 27 dicembre 2017, n. 205, recante *Bilancio di previsione per lo stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020*, che ha attribuito alla medesima, le nuove funzioni di regolazione e di controllo del ciclo dei rifiuti, con i medesimi poteri e nel quadro dei principi, delle finalità e delle attribuzioni, anche di natura sanzionatoria, stabiliti dalla legge 14 novembre 1995, n. 481. All'Autorità, che assume la denominazione di Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), sono attribuiti ampi poteri per il miglioramento del sistema di regolazione del ciclo dei servizi di gestione dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati; per assicurarne l'accessibilità, la fruibilità e la diffusione omogenea sull'intero territorio nazionale, con adeguati livelli di qualità e in condizioni di efficienza e di economicità della gestione; per l'armonizzazione degli obiettivi economico-finanziari con quelli generali di carattere sociale, ambientale e di impiego appropriato delle risorse. È stata, inoltre, esplicitata l'ulteriore finalità di garantire l'adeguamento infrastrutturale agli obiettivi europei e superare, quindi, le procedure di infrazione avviate nell'ambito del settore dei rifiuti.

I componenti dell'organo di vertice dell'Autorità sono stati riportati a cinque, compreso il Presidente, e sono nominati, ai sensi dell'art. 2, commi 7 e 8, della legge n. 481/95, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, d'intesa con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Agli oneri derivanti dallo svolgimento delle nuove attribuzioni di regolazione e controllo in materia di gestione dei rifiuti, si provvede mediante un contributo di importo non superiore all'1 per mille dei ricavi dell'ultimo esercizio, versato dai soggetti esercenti il servizio di gestione dei rifiuti. Infine, la pianta organica dell'Autorità è incrementata di 25 unità di ruolo, di cui almeno il 50% è individuato utilizzando le graduatorie in essere alla data di entrata in vigore della disposizione relative alle selezioni pubbliche indette dall'Autorità.

Numerose sono le ulteriori disposizioni di interesse riferite ai settori energetici e al servizio idrico contenute nella citata legge n. 205/17. Tra queste si evidenziano, in primis, i commi da 4 a 10 recanti disposizioni a tutela dei consumatori in materia di fatturazione a conguaglio per l'erogazione di energia elettrica, gas e servizi idrici. In particolare, nei contratti di fornitura relativi a tali servizi, si introduce un termine di prescrizione pari a due anni del diritto al

pagamento del corrispettivo. Inoltre, si riconosce il diritto dell'utente alla sospensione del pagamento, in attesa della verifica della legittimità della condotta dell'operatore, nonché il diritto al rimborso dei pagamenti effettuati a titolo di indebito conguaglio. L'Autorità definisce le misure a tutela dei consumatori per incentivare l'autolettura e le disposizioni per l'accesso dei clienti finali ai dati riguardanti i propri consumi. Più nello specifico, il comma 8 prevede che, entro il termine dell'1 luglio 2019, il Sistema informativo integrato (SII) consenta ai clienti finali di accedere ai dati riguardanti i propri consumi, senza alcun onere a loro carico.

Il comma 11 del medesimo art. 1 contiene prescrizioni per la promozione della tecnologia *vehicle to grid*, demandando a un decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità, l'individuazione dei criteri e delle modalità per favorire la diffusione di detta tecnologia, anche attraverso la delineazione di regole di partecipazione ai mercati elettrici e di specifiche misure di riequilibrio degli oneri di acquisto rispetto ai prezzi di rivendita dell'energia.

I successivi commi da 227 a 230 determinano i censimenti permanenti da realizzare nei prossimi anni da parte dell'Istat, cui deve essere consentito l'accesso ai dati necessari, secondo i tempi e i modi stabiliti nei Piani generali di censimento, contenuti in diversi *data base*, tra cui il SII per quanto riguarda i consumi di energia elettrica e gas. Nel dettaglio, si prescrive la stipulazione di un protocollo d'intesa tra Istat e Acquirente unico, sentite questa Autorità, l'Autorità garante per la protezione dei dati personali e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

I commi da 537 a 542 attribuiscono a Sogin il compito di smantellare il reattore Ispra-1, situato nel complesso del Centro comune di ricerca (CCR) di Ispra (Varese), recependo quanto stabilito nell'Accordo tra il Governo e la Comunità europea dell'energia atomica del 27 novembre 2009. In particolare, il comma 541 provvede alla definizione della copertura degli oneri, garantita mediante il ricorso agli introiti della componente tariffaria A2<sup>3</sup>; mentre il comma 542 demanda all'Autorità la determinazione delle modalità di rimborso a Sogin degli oneri sostenuti per tali attività.

Il comma 833 modifica le disposizioni in materia di concessioni di

grandi derivazioni a scopo idroelettrico nei territori delle Province di Bolzano e di Trento, dettate dall'art. 13 del *Testo unico delle leggi costituzionali concernenti lo statuto speciale per il Trentino - Alto Adige*. La nuova disciplina indica i criteri per l'esercizio della potestà legislativa affidata alle province. È previsto, alla scadenza delle concessioni, il trasferimento in proprietà alle province delle opere in stato di regolare funzionamento e sono disciplinati i conseguenti indennizzi riconosciuti ai concessionari. È fissato l'obbligo, per i concessionari di grandi derivazioni a scopo idroelettrico, di fornire annualmente e gratuitamente alle Province di Trento e di Bolzano 220 kWh per ogni kW di potenza nominale media di concessione. Le province individueranno poi i criteri per la determinazione del prezzo dell'energia ceduta alle imprese distributrici e quelli per la definizione delle tariffe di utenza, nel rispetto delle norme dell'Unione europea. Il comma in questione interviene anche sull'importo che i concessionari di grandi derivazioni a scopo idroelettrico sono tenuti a corrispondere semestralmente alle province per l'energia dalle medesime non ritirata. In particolare, si dispone che i concessionari corrispondano semestralmente alle province un importo determinato secondo quanto previsto dalla legge provinciale, tenendo conto della media del prezzo unico nazionale dell'energia elettrica (PUN), nonché della media delle voci di spesa legate alla fornitura della stessa energia elettrica per ogni kWh di energia non ritirata. È, inoltre, disposta la proroga di diritto delle concessioni accordate nelle Province autonome di Trento e di Bolzano, in forza di disposizioni che prevedono un termine di scadenza anteriore al 31 dicembre 2022, ancorché scadute, per il periodo utile al completamento delle procedure di evidenza pubblica e comunque non oltre tale data.

È prevista, in materia di sistema idrico, la consultazione delle province da parte dell'Autorità, attraverso la stipula di un protocollo di intesa, ai fini dell'emanazione degli atti indirizzati ai soggetti esercenti i servizi di pubblica utilità operanti nel rispettivo territorio, in ordine alla loro compatibilità con lo Statuto del Trentino e con le relative norme di attuazione.

I commi da 516 a 518 riguardano il settore idrico e stabiliscono la disciplina per l'adozione del Piano nazionale di interventi, articolato in una sezione "acquedotti" e in una sezione "invasi", da adottare con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, sentita l'Autorità.

3 La componente A2 copre gli oneri connessi alle attività nucleari residue.

Nel dettaglio, per la proposta di Piano, il comma 517 prevede che, ai fini della definizione della sezione acquedotti, l'Autorità, sentite le regioni e gli enti locali interessati, trasmetta ai ministeri competenti l'elenco degli interventi necessari e urgenti per il settore e che gli enti di gestione d'ambito e gli altri soggetti responsabili della realizzazione degli interventi inviino alla medesima Autorità eventuali ulteriori informazioni e i documenti necessari. Ai fini della definizione della sezione invasi, il comma 518 prevede che il Ministero delle infrastrutture espliciti l'elenco degli interventi necessari e urgenti, tenendo conto di taluni obiettivi prioritari, e che, a tal fine, le autorità idrografiche di distretto, i gestori delle opere o i concessionari di derivazione trasmettano al medesimo ministero le informazioni e i documenti necessari.

Sono poi affidate all'Autorità, che può avvalersi anche della Cassa servizi energetici e ambientali, funzioni di monitoraggio e di sostegno degli enti di governo dell'ambito e degli altri soggetti responsabili della realizzazione degli interventi della sezione acquedotti per eventuali criticità nella programmazione e nella realizzazione degli stessi. Nelle more della definizione del Piano nazionale, è adottato un Piano straordinario, i cui interventi sono realizzati dai concessionari di derivazione o dai gestori delle opere, mediante apposite convenzioni con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti. Esso è finalizzato alla realizzazione degli interventi urgenti in stato di progettazione definitiva, con priorità per quelli in stato di progettazione esecutiva, riguardanti gli invasi multiobiettivo e il risparmio di acqua negli usi agricoli e civili. È affidato al Ministero delle infrastrutture, con riferimento alla sezione invasi, e all'Autorità, con riferimento alla sezione acquedotti, il compito di segnalare i casi di inadempienza e di inerzia.

Il comma 905 stabilisce che le funzioni del soppresso Ente per lo sviluppo dell'irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia e Lucania (EIPLI) siano trasferite alla società costituita dallo stato e partecipata dal Ministero dell'economia delle finanze, cui possono partecipare anche le Regioni Basilicata, Campania e Puglia, precisando che la tariffa idrica da applicare agli utenti del nuovo soggetto è fissata dall'Autorità.

Il successivo comma 906 proroga fino al 31 dicembre 2021 l'affidamento della gestione del servizio idrico integrato alla società Acquedotto Pugliese.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, il comma 588 interviene sui benefici a favore della produzione di energia da tali fonti di cui ai commi 149 e 151 della legge 28 dicembre 2015, n. 208, prorogando,

dal 31 dicembre 2016 al 31 dicembre 2018, il termine entro il quale gli esercenti di impianti alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi sostenibili cessano di beneficiare dei precedenti incentivi sull'energia prodotta. Per i suddetti esercenti, è riconosciuto il diritto a fruire degli incentivi di cui ai commi da 149 a 151 per i cinque anni dal rientro in esercizio degli impianti, anziché fino al 31 dicembre 2021. Il comma 960 interviene sulla disciplina dei controlli e delle sanzioni in materia di incentivi nel settore fotovoltaico. In particolare, il comma in esame interviene sul comma 3 dell'art. 42 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, che prevede che nel caso in cui le violazioni riscontrate nell'ambito dei controlli effettuati dal GSE, o dai soggetti da questo preposti, siano rilevanti ai fini dell'erogazione degli incentivi, il GSE disponga il rigetto dell'istanza di incentivo ovvero la decadenza dagli incentivi, nonché il recupero delle somme già erogate, e trasmetta l'esito degli accertamenti effettuati per l'applicazione delle sanzioni previste. La disciplina contenuta nel citato comma 3, viene integrata dal comma 960, prevedendo, in deroga al periodo precedente, che il GSE disponga la decurtazione dell'incentivo in misura ricompresa fra il 20% e l'80% in ragione dell'entità della violazione. Nel caso in cui le violazioni siano spontaneamente denunciate dal soggetto responsabile al di fuori di un procedimento di verifica e di controllo, le decurtazioni sono ulteriormente ridotte di un terzo (lettera a). In conseguenza di tale novella, il comma in esame integra la disciplina contenuta nel comma 5 del medesimo art. 42, che demanda al GSE di fornire al Ministero dello sviluppo economico gli elementi per la definizione di una normativa organica dei controlli, includendo anche l'indicazione delle violazioni che danno luogo a decurtazione dell'incentivo ai sensi del secondo periodo del comma 3 (lettera b).

Infine, il provvedimento in esame:

- ai commi da 697 a 700 detta disposizioni in materia di efficientamento energetico e di adeguamento normativo in merito agli impianti di illuminazione pubblica;
- ai commi 1073 e 1074 reca norme in materia di interventi contro il dissesto idrogeologico e per lo sviluppo delle infrastrutture idriche, consentendo di destinare – a valere sulle risorse del Fondo investimenti, istituito dal comma 140 dell'art. 1 della legge 11 dicembre 2016, n. 232, recante *Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2017*, e rifinanziato dalla legge in esame – una quota annua pari a 70 milioni di euro al finanziamento, fra gli altri, degli interventi di mitigazione del

rischio idrogeologico nelle regioni del Centro-Nord, individuati nell'ambito di un programma nazionale approvato dal CIPE;

- al comma 1119 prevede, nell'ambito dei progetti finanziati ai sensi dell'art. 19, comma 6, del decreto legislativo 13 marzo 2013, n. 30, di attuazione della direttiva 2009/29/CE per perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra, che una quota dei proventi delle aste per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra di competenza del Ministero dell'ambiente, per gli anni 2018, 2019 e 2020, nel limite di 10 milioni di euro annui, sia prioritariamente destinata al finanziamento delle attività relative al programma triennale per le aree naturali protette di cui all'art. 4 della legge 6 dicembre 1991, n. 394;
- al comma 1132, lettera b-bis, fissa la proroga di un anno (fino al 31 dicembre 2018) per il riconoscimento degli incentivi per i progetti di efficienza energetica di grandi dimensioni con determinati requisiti indicati dalla medesima disposizione.

Per quanto riguarda l'attività normativa secondaria del Governo, si evidenziano alcuni provvedimenti di forte impatto per i settori regolati dall'Autorità emanati tra la fine del 2017 e i primi mesi del 2018.

Nello specifico, il decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017 disciplina le agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica, al fine di armonizzare la legislazione nazionale a quella comunitaria in materia. Il provvedimento consente di ridurre il differenziale di prezzo dell'energia elettrica pagato dalle imprese più esposte alla concorrenza estera, introducendo anche in Italia le nuove misure consentite dall'Europa, allo scopo di ottenere un progressivo allineamento dei costi per la fornitura di energia elettrica delle imprese italiane ai livelli degli altri competitor europei.

Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 dicembre 2017 detta, invece, le modalità di funzionamento del Fondo nazionale per l'efficienza energetica, che sostiene gli interventi di efficienza energetica realizzati dalle imprese e dalla Pubblica amministrazione su immobili, impianti e processi produttivi. In particolare, disciplina: la riduzione dei consumi di energia nei processi industriali; la realizzazione e l'ampliamento delle reti per il teleriscaldamento;

l'efficientamento di servizi e di infrastrutture pubbliche, inclusa l'illuminazione pubblica e la riqualificazione energetica degli edifici. La gestione del Fondo è attribuita a Invitalia, sulla base di un'apposita convenzione con lo stesso Ministero dello sviluppo economico.

Infine, il 2 marzo 2018 il Ministro dello sviluppo economico ha firmato i decreti per la promozione dell'uso del biometano nel settore dei trasporti e per le agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale.

Con il primo dei due decreti, l'Italia si pone l'obiettivo del 10% al 2020 del consumo di energie rinnovabili nel settore dei trasporti, al cui interno è stato fissato il *sub-target* nazionale per il biometano avanzato e gli altri biocarburanti avanzati, pari allo 0,9% al 2020 e all'1,5% a partire dal 2022.

Il meccanismo previsto nel decreto non incide né sulle bollette per la fornitura del gas naturale né su quelle dell'elettricità: infatti, è finanziato esclusivamente dagli operatori economici che vendono benzina e gasolio, che da tempo hanno l'obbligo di immetterne una parte sotto forma di biocarburanti, ed è oggi già incluso nel prezzo finale alla pompa. È inoltre previsto che i biocarburanti per lo più di importazione (biodiesel) siano sostituiti con biometano prodotto sul territorio nazionale, al fine di favorire la costruzione di impianti per il trattamento dei rifiuti urbani.

Il secondo decreto definisce, in conformità agli orientamenti comunitari in materia di aiuti di stato, le imprese a forte consumo di gas naturale che potranno accedere a un regime di agevolazioni da adottare con successivo decreto ai sensi dell'art. 21, commi 1 e 2, della legge n. 167/17. Il provvedimento rivede la definizione di impresa "gasivora" per uniformarla a quella contenuta nelle Linee guida dell'Unione europea in materia di aiuti di stato nel settore energetico e fissa i criteri generali relativi alla cumulabilità delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale, qualora siano attive per esse anche quelle relative al costo dell'energia elettrica. Inoltre si prevedono, per le imprese che utilizzano il gas naturale come materia prima per uso non combustibile (tra cui la chimica e i fertilizzanti) e con consumi superiori a una determinata soglia, le modalità attraverso cui l'Autorità potrà introdurre l'esenzione dal pagamento delle specifiche componenti tariffarie a copertura degli stessi oneri di decarbonizzazione.



---

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

---

## Segnalazioni

---

### Segnalazione a Governo e Parlamento sulla riforma delle tariffe applicabili alle utenze domestiche per le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema

Con la segnalazione 2 novembre 2017, 733/2017/I/eel, l'Autorità ha richiamato l'attenzione del Governo e del Parlamento sullo stato di avanzamento delle attività che, dal 2015, sono state avviate per attuare la riforma delle tariffe elettriche, specificamente delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema applicabili ai clienti domestici, come previsto dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.

Coerentemente con il percorso di gradualità previsto dal suddetto decreto legislativo, l'Autorità ha disposto, con la delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel, l'entrata a regime, dall'1 gennaio 2017, della nuova struttura delle tariffe di rete, e dall'1 gennaio 2018 delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema. In quest'ultimo caso, l'Autorità ha rilevato alcune criticità

nell'individuare una struttura di corrispettivi aderenti ai costi, poiché tali oneri non corrispondono a uno specifico servizio ma sono utilizzati per coprire l'esigenza di gettito di politiche pubbliche, in primis di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, che non trovano copertura nella fiscalità generale.

L'Autorità ha, altresì, evidenziato come l'attuazione dell'ultima fase della riforma tariffaria per clienti domestici, contestualmente all'avvio delle misure previste dalla revisione della c.d. *disciplina energivori*, potrebbe comportare maggiori esborsi per larghe fasce della popolazione, per cui diviene indispensabile il meccanismo del bonus sociale quale ammortizzatore degli effetti della riforma per le famiglie in condizioni di disagio economico.

Al fine di assicurare il principio di gradualità previsto dalla legge, l'Autorità ha auspicato che Governo e Parlamento forniscano indirizzi sugli obiettivi da privilegiare nell'ambito delle decisioni che è chiamata ad assumere.

---

## Pareri, proposte e memorie al Governo

---

### Memoria sulla Strategia energetica nazionale

Con la memoria 28 settembre 2017, 664/2017/I/com, l'Autorità ha inteso fornire il proprio contributo al Governo in merito alla Strategia energetica nazionale 2017 (SEN 2017). Al fine di raggiungere gli obiettivi nazionali di penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico al 2030, la SEN 2017 individua un ampio ventaglio di politiche di supporto, differenziate temporalmente, per fonte e configurazione impiantistica di generazione.

In merito alle incentivazioni per la produzione di energia elettrica da

fonti rinnovabili, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole a un approccio basato sull'allocatione degli incentivi attraverso aste competitive, considerato il miglior strumento per accompagnare le fonti rinnovabili a mercato. È stata, altresì, suggerita l'estensione dell'ambito di applicazione dei meccanismi d'asta per l'allocatione degli incentivi, tramite una riduzione della taglia minima di ammissione, da 5 MW a 1 MW o 500 kW. Tale ampliamento promuoverebbe l'uso di incentivi espliciti, in luogo di forme di incentivazione implicite e opache.

Con riferimento alle iniziative per la promozione del *repowering* degli impianti, l'Autorità ha auspicato la previsione di iter autorizzativi

semplificati, che tengano conto della precedente esistenza sul medesimo sito di impianti di produzione di energia elettrica, evitando il ripetersi di alcune fasi del procedimento autorizzativo.

Riguardo agli strumenti contrattuali di lungo termine, l'Autorità ha espresso alcune perplessità sulle soluzioni implementative proposte dalla SEN 2017. In particolare, per quanto concerne i *power purchase agreement* (PPA) a lungo termine, è stato rilevato come la previsione di un indice di riferimento determinato in forma regolata introduca nel meccanismo elementi di natura amministrata, allontanando il meccanismo stesso da una logica di mercato. Pertanto, anche in questo caso, sembrerebbe preferibile, ad avviso dell'Autorità, il ricorso ai meccanismi d'asta con orizzonti temporali sufficientemente lunghi, in quanto più stabili rispetto alle tipologie contrattuali alternative.

Sul tema dell'autoconsumo, l'Autorità ha messo in luce l'esigenza di rivedere le numerose definizioni dei sistemi semplici di produzione e di consumo, sostituendole con una definizione unica e coerente; inoltre, ha suggerito di mantenere un'unica definizione di reti private, eventualmente rivedendo quella di sistema di distribuzione chiuso (SDC), piuttosto che affiancare a essa nuove definizioni (come quella delle *Local Energy Communities* - LEC). L'Autorità preferirebbe che le LEC si configurassero come comunità che svolgono attività con valenza commerciale senza proprietà né gestione della rete, sfruttando i benefici di natura commerciale che la costituzione stessa dei consumatori in comunità è in grado di generare per questi ultimi. Al contempo, anche la definizione di cliente finale potrebbe, in alcuni casi, essere rivista (per esempio, ricomprendendo nella definizione di unico cliente finale elettrico l'insieme dei soggetti che partecipano alla realizzazione di un unico prodotto o servizio).

Con riferimento alla regolazione del telecalore, a fronte del ruolo positivo della regolazione dell'Autorità sostenuta dalla SEN 2017, l'Autorità ha evidenziato come la generale impossibilità di determinare la tariffa di erogazione del servizio precluda l'introduzione di meccanismi regolatori economici volti a favorire la diffusione del servizio stesso e lo sfruttamento del potenziale di sviluppo indicato nella stessa SEN 2017. L'Autorità ha poi sottolineato il ruolo chiave che il teleriscaldamento può ricoprire nel bilanciamento della produzione di energia elettrica da impianti non programmabili, anche attraverso lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento dotati di pompe di calore.

Riguardo all'avvio del *capacity market* (previsto per il 2018), l'Autorità ha affermato che il mercato della capacità è un elemento

importante per il coordinamento tra gli investimenti in impianti di generazione e lo sviluppo della rete di trasmissione. In particolare, ha ribadito che siffatto meccanismo appare idoneo ad assicurare l'adeguatezza del sistema e a fornire i giusti segnali di lungo periodo per l'entrata in esercizio di nuova capacità più efficiente e flessibile. Con riferimento alla realizzazione degli investimenti infrastrutturali – tra cui, l'aumento della capacità di stoccaggio e di accumulo dell'energia elettrica; l'ingresso di nuova capacità flessibile di generazione alimentata a gas naturale; il potenziamento delle interconnessioni con l'estero – l'Autorità ha evidenziato che la SEN 2017 non chiarisce se gli stessi corrispondono a un'evoluzione naturale del mercato ovvero siano l'effetto di politiche attive rispondenti a plurimi obiettivi, non esclusivamente energetici. In ogni caso, ha sottolineato, in considerazione dell'esigenza di conciliare uno sviluppo efficiente e adeguato del sistema elettrico con l'obiettivo di ridurre il costo dell'energia, l'opportunità di adottare un approccio fondato sulla selettività e sull'analisi costi/benefici delle infrastrutture. Ad avviso dell'Autorità, inoltre, l'integrazione sempre maggiore dei mercati energetici europei è un ulteriore aspetto da considerare ai fini di una pianificazione efficiente dell'evoluzione delle infrastrutture. L'Autorità ha, altresì, fatto presente che, ai fini della selezione e della remunerazione di alcune infrastrutture proposte dalla SEN 2017 (quali, per esempio, i nuovi pompaggi e i sistemi di accumulo), andrebbero privilegiati i meccanismi di mercato che consentono l'identificazione dei fabbisogni e le modalità di approvvigionamento in modo efficiente e non discriminatorio.

In merito al processo di "smartizzazione" delle reti di distribuzione, l'Autorità ha affermato di aver già orientato la propria regolazione allo scopo di promuovere siffatto processo e di favorire concretamente l'integrazione delle fonti rinnovabili, sia di grande taglia sia diffuse.

Sugli interventi destinati ad aumentare la resilienza, l'Autorità ha rilevato di avere già introdotto Linee guida funzionali alla selezione degli investimenti secondo un'analisi di rischio, elaborate nel 2015 nell'ambito del Tavolo sulla resilienza.

Per quanto riguarda la sicurezza nel settore gas, la SEN 2017 individua una serie di interventi infrastrutturali volti a promuovere la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, nonché il potenziamento della flessibilità e della resilienza della rete nazionale di trasporto. Al riguardo, l'Autorità ha posto l'accento sull'esigenza che l'identificazione e la successiva regolazione e remunerazione degli



investimenti seguano un approccio fondato sulla selettività degli interventi e sulla verifica dei benefici apportati al sistema.

Per quanto attiene, invece, ai margini di sicurezza alla punta nel settore del gas naturale, l'Autorità ha sottolineato di avere avviato un'apposita istruttoria conoscitiva con la delibera 16 giugno 2016, 323/2016/R/gas, e di aver già provveduto a introdurre meccanismi di incentivazione degli investimenti per lo sviluppo di ulteriori prestazioni tecniche massime teoriche in iniezione ed erogazione. In merito al ruolo attivo previsto per il consumatore nei settori elettrico e gas, l'Autorità ha posto l'accento sulle misure regolatorie per favorire la capacitazione dei clienti finali adottate fin dal 2010, soffermandosi, in particolare, sulle soluzioni tese a incrementare la consapevolezza del consumatore sulla propria impronta energetica (*energy footprint*), tra cui la predisposizione delle funzionalità dei misuratori intelligenti di seconda generazione e la definizione del processo di centralizzazione per l'archiviazione e la messa a disposizione dei dati di misura tramite il Sistema informativo integrato (SII).

Riguardo al tema della povertà energetica, l'Autorità ritiene che gli strumenti di contrasto del fenomeno dovrebbero essere assicurati tramite l'impiego di risorse provenienti dal bilancio pubblico, ossia finanziati con prelievo fiscale progressivo al crescere del reddito.

In ordine alla figura del *market maker*, l'Autorità ha espresso il proprio parere positivo, valutando l'iniziativa idonea a perseguire l'obiettivo di aumentare la liquidità del mercato del gas, con possibili benefici anche per l'efficiente funzionamento del mercato elettrico in considerazione del rilevante impatto del prezzo del gas naturale nella formazione dei prezzi elettrici.

Infine, l'Autorità ha asserito di condividere l'esigenza espressa nella SEN 2017 di porre in essere misure volte a comprimere lo *spread* di prezzo con i più liquidi mercati europei e ha ribadito la necessità, in sede di valutazione del progetto di attuazione del "corridoio di liquidità", di considerare i costi/benefici per il sistema, le condizioni di compatibilità con il quadro regolatorio europeo e, più in generale, la coerenza rispetto agli obiettivi di promozione della concorrenza e di riduzione delle distorsioni di mercato dell'Unione europea.

---

#### **Parere al Ministero dello sviluppo economico sulle proposte di modifica della disciplina del mercato del gas naturale predisposte dal GME**

---

Il 30 novembre 2017, con il parere 804/2017/I/gas, l'Autorità si è

espressa favorevolmente in merito alla Proposta del GME di modificare la disciplina del Mercato del gas (M-Gas), ai sensi dell'art. 3, commi 3.5 e 3.6, della medesima disciplina, in materia di unità di misura utilizzata nei contratti dei prodotti quotati sull'M-Gas e di gestione operativa del Mercato organizzato per la negoziazione di gas in stoccaggio (MGS).

---

#### **Parere sullo schema di decreto del Ministero dello sviluppo economico di cui all'articolo 19, comma 3, della legge 20 novembre 2017, n. 167**

---

Il 30 novembre 2017, con il parere 806/2017/I/eel, l'Autorità ha espresso parere complessivamente favorevole sullo schema di decreto del Ministro dello sviluppo economico in tema di agevolazioni alle imprese energivore, ai sensi dell'art. 19, comma 3, della legge 20 novembre 2017, n. 163 (Legge europea 2017).

---

#### **Parere al Ministero dello sviluppo economico per l'aggiornamento dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale**

---

Il 14 dicembre 2017, con il parere 857/2017/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico sul possibile ampliamento della rete elettrica di trasmissione nazionale derivante dall'acquisizione, da parte di Terna, dell'elettrodotto a 150 kV Bono - Buddusò e dell'elettrodotto a 150 kV Deliceto - Stornarella.

---

#### **Parere al Ministero dello sviluppo economico sulla valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2017**

---

Il 14 dicembre 2017, con il parere 862/2017/I/eel, l'Autorità ha espresso il proprio parere al Ministero dello sviluppo economico, sulla la valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale predisposto da Terna e relativo all'anno 2017, ai sensi dell'art. 36 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, evidenziando l'importanza delle seguenti condizioni:

- per l'intervento Sa.Co.I.3 Sardegna - Corsica - Italia continentale, che siano valorizzati adeguatamente, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo francese

- come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei che risultino auspicabili in relazione ai vantaggi derivanti dall'intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;
- per l'intervento di interconnessione Italia - Tunisia, che esso sia confermato "in valutazione", allo scopo di favorire lo sviluppo di un quadro informativo più completo, che faccia emergere i benefici per ciascun Paese coinvolto in vista di una conseguente allocazione dei relativi costi di sviluppo, e le evidenze della sua utilità non solo per il sistema elettrico italiano, ma più in generale per l'intero sistema europeo;
  - per le eventuali installazioni di sistemi di accumulo diffuso, ulteriori rispetto ai 35 MW sperimentali approvati in sede di Piano di sviluppo 2011, che essi siano confermati "in valutazione", a seguito della verifica degli esiti delle sperimentazioni e dell'analisi costi-benefici che ne dimostrino l'utilità per il sistema elettrico italiano;
  - per le 16 proposte di acquisizione di porzioni di rete di proprietà di produttori e il relativo inserimento nella rete di trasmissione nazionale, che esse siano stralciate dallo schema di Piano, ai fini della riproposizione, con i previsti elementi informativi, in successivi schemi di Piano di sviluppo;
  - per il collegamento di interconnessione tra Italia - Montenegro, che Terna effettui un'analisi costi-benefici del solo secondo polo e trasmetta all'Autorità, entro il 30 aprile 2018, un documento pubblicabile con ipotesi e risultati di tale analisi.

## Audizioni presso il Parlamento

### Proposte della Commissione Europea Energia pulita per tutti gli europei: Clean Energy for all Europeans

Nell'audizione del 3 maggio 2017, con la memoria 298/2017/eel, l'Autorità ha fornito alla Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati, elementi di approfondimento sui provvedimenti attuativi del pacchetto di proposte della Commissione europea *Energia pulita per tutti gli europei (Clean Energy for all Europeans)*. Nello specifico, il pacchetto si compone dei seguenti provvedimenti:

- Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sul mercato interno dell'energia elettrica, COM(2016) 861.
- Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE, COM(2016) 862;
- Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (rifusione), COM(2016) 863;
- Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio

relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, COM(2016) 864 final, di rifusione della direttiva 2009/72/CE.

L'Autorità, pur condividendo l'approccio olistico adottato dalla Commissione europea nel delineare gli obiettivi e le finalità delle proposte, ha sottolineato come alcuni elementi dovrebbero essere modificati al fine di evitare il rischio di un irrigidimento e di un appiattimento del successivo quadro regolatorio su soluzioni univoche e poco selettive. In ragione dell'incertezza caratterizzante il futuro del sistema energia-clima e delle differenze strutturali dei diversi mercati nazionali, gli strumenti tecnici e le modalità per il raggiungimento degli obiettivi condivisi devono essere selezionati dagli stati membri con adeguati margini di flessibilità e selettività. L'eccesso di dettaglio regolatorio, che sembra caratterizzare materie quali la fatturazione e le informazioni inserite in bolletta per facilitare la comparazione delle offerte, comporterebbe, nel primo caso, una revisione non giustificata e costosa della disciplina nazionale senza alcun beneficio per i consumatori, e, nell'altro, l'utilizzo di strumenti poco idonei rispetto agli strumenti di comparazione

delle offerte, di cui l'Autorità è già impegnata a implementarne una seconda generazione. Consapevole dell'esigenza di assicurare il superamento delle rimanenti barriere all'integrazione dei mercati nazionali, l'Autorità ha poi ribadito che il ricorso alla normativa primaria quale mezzo per definire regole attuative e strumentali può, in alcune circostanze, rappresentare un ostacolo allo sviluppo di soluzioni regolatorie all'avanguardia. Ad avviso dell'Autorità, l'obiettivo di graduale convergenza verso soluzioni ottimali potrebbe più agevolmente essere raggiunto tramite un approccio che valorizzi le diversità, piuttosto che imposizioni *top down* di un modello univoco. Dopo una riflessione generale sul pacchetto in esame, l'Autorità si è in particolare concentrata su tre aspetti:

- disegno di un mercato all'ingrosso più sicuro e integrato;
- ruolo dei consumatori come attori del mercato;
- nuova *governance* energetica tra Stato, regioni e Unione europea.

Quanto alla sicurezza e all'integrazione del mercato, nel definire le caratteristiche degli scambi di energia elettrica nell'arco di periodi diversi (mercati di bilanciamento, giornalieri, infragiornalieri e a termine), il nuovo disegno di mercato proposto dalla Commissione europea sancisce la responsabilità di bilanciamento per tutti i partecipanti e propone un approccio regionale ed europeo alle problematiche legate all'adeguatezza dei sistemi, individuando nuove aree su cui sviluppare Codici di rete o Linee guida. Benché l'Autorità abbia affermato di condividere i principi ispiratori di siffatto disegno, ha altresì segnalato la presenza di alcune incoerenze. Ha sottolineato, infatti, che il pacchetto in esame tende – con particolare riferimento al bilanciamento – a duplicare o modificare regole già esistenti, non considerando, peraltro, che l'attuazione dei Codici di rete rappresenta ancora oggi una sfida di portata non indifferente. Tra le altre criticità, l'Autorità ha posto l'accento sull'assenza di modelli di riferimento, come quello implementato in Italia e definito, proprio nell'ambito del regolamento sul bilanciamento europeo, *central dispatch system*, in contrapposizione ai modelli *self dispatch* tipici dell'Europa centrale.

Con riferimento al tema dell'adeguatezza delle risorse di produzione e consumo per la fornitura di energia elettrica ai clienti, l'Autorità non condivide la visione della Commissione europea circa la capacità dei segnali di prezzo di breve termine di guidare, essi soli, le scelte di investimento efficienti. L'Autorità ha sottolineato, quindi, l'importanza di attivare strumenti di mercato trasparenti, quali i mercati

della capacità pluriennale come quello italiano che, traguardando orizzonti temporali più lunghi, si presentano maggiormente coerenti con la vita economica degli investimenti e la cui implementazione è resa, tuttavia, complessa alla luce delle proposte contenute nel pacchetto in esame.

Quanto al ruolo dei consumatori, l'Autorità ha rilevato che talune disposizioni contenute, in particolare, nella Proposta di rifusione della direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica, presentano un eccesso di dettaglio e prescrizioni puntuali suscettibili di aumentare il rischio di cristallizzare una regolazione poco rispondente alle esigenze dei consumatori nazionali e di porre un freno ai paesi, come l'Italia, in cui la regolazione è più all'avanguardia di quella media europea. Inoltre, l'Autorità non condivide la classificazione dei consumatori nei termini utilizzati dalla Commissione, ritenendo che le diverse definizioni e categorie di consumatori proposti presuppongano, di fatto, un abbandono inefficiente del principio della neutralità tecnologica della regolazione. Decisamente più coerente con la rapida evoluzione del mercato elettrico, sarebbe, invece, un definitivo riconoscimento della possibilità per il cliente finale di effettuare le attività sia di prelievo sia di immissione dell'energia elettrica, superando quindi la distinzione tra clienti "attivi" e "passivi", verso la creazione di una sorta di "cliente 2.0" (che consuma e, al contempo, può produrre). L'Autorità ha, infine, segnalato la necessità di una maggiore chiarezza e coerenza con riferimento alla disciplina applicabile alle LEC, alle comunità produttrici/consumatrici di energia e ai sistemi di distribuzione chiusi (SDC).

In merito alla tematica della nuova *governance* energetica, il pacchetto di proposte (e, in particolare, la Proposta di regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia) prevede un rafforzamento del quadro regolatorio europeo e l'istituzione di una nuova dimensione regionale per la gestione coordinata dei sistemi elettrici. Nel dettaglio, l'Agenzia viene dotata di poteri decisionali in ambiti attualmente di competenza rispettivamente degli stati membri (come nel caso della valutazione dell'adeguatezza dei sistemi elettrici) e dei regolatori (come nel caso dell'implementazione dei Codici di rete e di Linee guida). Le proposte intervengono anche sulle regole di *governance* interna dell'ACER, modificando il ruolo degli organi che la compongono e i processi di formazione delle decisioni. Ad avviso dell'Autorità, lo spostamento del baricentro della regolazione dal piano nazionale a quello europeo dovrebbe essere accompagnato

da un'attribuzione all'Agenzia di risorse e competenze tecniche adeguate, mentre il sistema di pesi e contrappesi dovrebbe garantire il massimo grado di indipendenza e autonomia da Bruxelles per gli organi che la compongono. Concretamente, invece, l'inadeguatezza (sotto il profilo della proporzionalità di risorse e di sussidiarietà dei compiti) rende tale spostamento impraticabile. In ultimo, la proposta in esame prevede l'istituzione di nuovi centri operativi regionali per il coordinamento nella gestione dei sistemi elettrici nazionali, dotati del potere di adottare decisioni vincolanti. Ciò nonostante, come evidenziato dall'Autorità, la medesima proposta non definisce il quadro delle relative responsabilità, né, del resto, l'attuale quadro normativo europeo prevede istituzioni regionali deputate a garantire la supervisione e il controllo sui centri stessi. Anche in considerazione di ciò e al fine di promuovere il coordinamento regionale, si ritiene opportuno prevedere che tali centri si configurino come piattaforme di cooperazione fra gestori, dotate di soli poteri di indirizzo sugli organismi nazionali.

### Disegno di legge recante Legge annuale per il mercato e la concorrenza

Con la memoria 5 giugno 2017, 402/2017/l/com, l'Autorità ha formulato le proprie ulteriori osservazioni in merito al disegno di legge recante *Legge annuale per il mercato e la concorrenza* (AC 3012-B), all'esame in terza lettura delle Commissioni riunite finanze e attività produttive, commercio e turismo della Camera. Detto provvedimento prevede, in particolare, il differimento delle tempistiche relative alla cessazione delle tutele di prezzo nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Al riguardo, l'Autorità ha evidenziato gli esiti del Rapporto 168/2017/l/com, relativo al monitoraggio *retail* per gli anni 2014 e 2015, che confermano, da un lato, l'assenza di specifiche criticità per i clienti connessi in media tensione; e, che dall'altro, con specifico riferimento ai clienti connessi in bassa tensione nel settore elettrico e ai clienti domestici e condomini uso domestico nel settore del gas naturale, suggeriscono una maggiore attenzione nel processo di accompagnamento alla completa liberalizzazione del mercato, assunto il differente grado di consapevolezza tra le diverse categorie di clienti. Infatti, per entrambi i settori, risulta scarsa la partecipazione della domanda associata all'assetto del mercato *retail*. L'Autorità ha ritenuto, quindi, opportuno chiedere tempistiche adeguate per la cessazione delle tutele, al fine di rendere maggiormente informati i clienti finali. L'Autorità ha

poi auspicato l'avvio di una campagna di comunicazione istituzionale, sostenuta da Governo e Parlamento, in grado di raggiungere il complesso dei clienti coinvolti, alla quale contribuire, fornendo adeguati contenuti tecnici anche in forma divulgativa.

### Comunicazione della Commissione europea sul ruolo della termovalorizzazione nell'economia circolare, COM (2017) 34 def

Con la memoria 22 giugno 2017, 449/2017/l/com, l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni in merito alla comunicazione della Commissione europea sul ruolo della termovalorizzazione nell'economia circolare, COM(2017) 34, sottoposta all'esame della Commissione territorio, ambiente, beni ambientali del Senato della Repubblica. In proposito, l'Autorità ha anzitutto sottolineato come, in sede di definizione della disciplina in materia di connessione di impianti di terzi nel settore del teleriscaldamento e del teleraffrescamento, intenda promuovere il recupero di calore utile disponibile in ambito locale (tra cui il calore prodotto dai processi di trattamento dei rifiuti), valorizzando la capacità termica già installata sul territorio nazionale. Ha, inoltre, affermato di ritenere le funzioni di regolazione e di controllo del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati – già attribuite dallo schema di decreto legislativo recante *Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale* (Atto del Governo n. 308) mai emanato (cfr. *Relazione Annuale 2017*) – del tutto coerenti con l'obiettivo di garantire qualità, efficienza ed economicità nella gestione dei rifiuti; esse infatti coniugano gli obiettivi economico-finanziari con quelli di natura ambientale e di uso sostenibile delle risorse, in una logica d'integrazione della regolazione economica e ambientale essenziale per l'economia circolare. In merito al tema della necessità di migliorare l'impiego di strumenti economici (compresi i finanziamenti pubblici), in coerenza con la c.d. gerarchia dei rifiuti (cfr. direttiva 2008/98/CE e art. 4 del decreto legislativo n. 205/10), l'Autorità ha rammentato come la regolazione indipendente sia in grado di promuovere gli investimenti che gli attori istituzionali devono destinare a interventi conformi ai principi ambientali in materia di rifiuti e come una regolazione efficace sia in grado di garantire un efficiente impiego delle risorse economiche. Concordemente con quanto già previsto dallo schema di decreto legislativo sopracitato, l'Autorità ha specificato che, al fine di promuovere un impiego efficiente delle risorse e di evitare sprechi, al regolatore potrebbe essere affidato il compito di valutare i costi

delle singole prestazioni e di fissare i criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento. Quanto alla coerenza della pianificazione d'ambito con la gerarchia dei rifiuti, l'Autorità ha affermato che, in sede di verifica della corretta redazione dei piani d'ambito, potrebbero rinvenirsi spazi per interventi regolatori. Anche la regolazione della qualità dei servizi (con previsioni di qualità del servizio accompagnate da meccanismi di premi-penalità) potrebbe promuovere l'utilizzo di tecnologie a più alta efficienza energetica e, più in generale, contribuire al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale previsti a livello europeo e internazionale.

### Indagine conoscitiva sull'emergenza idrica

Con la memoria 13 settembre 2017, 623/2017/l/idr, l'Autorità ha formulato le proprie considerazioni, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sull'emergenza idrica e sulle misure necessarie per affrontarla, condotta dalla Commissione ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera. Per quanto concerne la *governance* nel settore idrico, l'Autorità ha evidenziato il permanere di un certo grado di frammentazione gestionale, per il superamento del quale ha proposto che il Programma degli interventi sia redatto alla luce delle criticità riscontrate nel territorio di pertinenza, in considerazione delle quali stabilire quindi gli obiettivi da raggiungere e gli interventi necessari. Inoltre, il Piano economico-finanziario dovrebbe esplicitare la dinamica dei costi e dei ricavi riconoscibili alla gestione, nonché i valori tariffari conseguenti, e la Convenzione di gestione dovrebbe definire le specifiche competenze e le rispettive responsabilità dei principali soggetti coinvolti (ente di governo dell'ambito e gestore). L'Autorità ritiene, comunque, necessario un intervento normativo a livello primario volto a rafforzare l'ambito e i caratteri dei poteri sostitutivi da esercitare a livello regionale o locale da un soggetto diverso dall'Autorità stessa, già chiamata a svolgere le attività di regolazione e controllo sugli atti di competenza a livello d'ambito.

La questione della *governance* assume rilievo anche con riferimento all'organizzazione dell'attività di approvvigionamento. In particolare, quando l'attività di approvvigionamento è organizzata su vasta area e presuppone trasferimenti di acqua tra regioni o tra differenti ATO, può rivelarsi frequente la presenza di grandi invasi. Ad avviso dell'Autorità, l'adozione di misure per la messa in sicurezza e il rafforzamento del sistema dei grandi invasi dovrebbe

accompagnarsi a una gestione sovra-ambito degli stessi, assoggettabile alle necessarie attività di regolazione e controllo.

Per quanto concerne lo stato delle infrastrutture idriche, l'Autorità ha sottolineato come la recente ripresa degli investimenti appaia ancora insufficiente rispetto a quelle che sembrano essere le effettive esigenze di ammodernamento. I dati relativi alla distinzione tra interventi programmati e non programmati nel servizio di acquedotto confermano la vetustà delle reti: il 92% degli interventi non sono programmati e si sostanziano in attività di riparazione di guasti. Tenuto conto della scarsa frequenza di interventi programmati, l'Autorità sostiene essere necessario il rafforzamento della capacità di presidio dell'infrastruttura esistente. A tal fine, l'Autorità ha introdotto, nell'ambito del secondo periodo regolatorio (2016-2019), una nuova formulazione del Programma degli interventi, mettendo a disposizione degli operatori e degli enti di governo d'ambito la possibilità di segnalare le principali criticità infrastrutturali, così da poter individuare gli interventi prioritari e le risorse necessarie alla loro realizzazione. L'Autorità ha, altresì, sottolineato che i tassi di sostituzione risultano ampiamente inferiori a quelli necessari (il *timing* delle sostituzioni rilevato al 2015 risulta pari allo 0,42%, dunque ancora lontano dal livello 2%, ossia dal valore coerente con una vita utile tecnica di 50 anni).

Per quanto attiene alle dispersioni idriche, i dati evidenziano come, a livello nazionale, circa il 41,9% dei volumi in ingresso in distribuzione vada perduto (con valori di perdite più rilevanti nel Centro-Sud del Paese e, in particolare, nelle Isole). In proposito, l'Autorità ritiene che la distrettualizzazione, il monitoraggio delle reti e la ricerca programmata delle perdite occulte possano condurre a una gestione efficiente delle infrastrutture e a un controllo efficace delle perdite.

In merito al fabbisogno di investimenti, l'Autorità ha, innanzitutto, messo in luce come i programmi degli interventi per il periodo 2016-2019 portino a quantificare una spesa per investimenti – da finanziare attraverso la tariffa – pari a 7,8 miliardi di euro, cui si aggiunge una disponibilità di finanziamenti pubblici per la realizzazione di infrastrutture idriche pari a 2,1 miliardi di euro. L'Autorità, tuttavia, ha specificato che la recente ripresa degli investimenti in infrastrutture idriche è avvenuta a fronte di incrementi tariffari inferiori ai limiti massimi previsti dalla regolazione.

In ordine alla questione delle misure da adottare per favorire l'ammodernamento infrastrutturale del settore e contenere gli effetti della crisi idrica, l'Autorità ha sottolineato l'importanza

di introdurre una regolazione della qualità tecnica connotata da uno sviluppo graduale: dapprima, verrà individuato un insieme di indicatori teso a riordinare e a omogeneizzare gli obblighi di qualità tecnica già previsti dalla normativa vigente, cui verranno successivamente affiancati ulteriori standard, da applicare nel breve e nel lungo periodo. All'insieme di indicatori saranno associate – in base al livello iniziale delle prestazioni – regole di riconoscimento dei costi e di premi/penalità basate sulla quantificazione dei benefici che i singoli interventi saranno in grado di apportare. In ultimo, l'Autorità ha ritenuto opportuno segnalare come la regolazione della qualità tecnica – il cui obiettivo è di favorire il miglioramento delle prestazioni all'utenza, riducendo progressivamente i divari territoriali attualmente esistenti nelle modalità di erogazione del servizio – renderà necessari, nel breve periodo, una peculiare attenzione al superamento delle criticità relative agli aspetti organizzativi e tecnici e, nel lungo periodo, una selezione degli investimenti sulla base degli obiettivi specifici di miglioramento delle infrastrutture.

### **Proposta di legge recante Disposizioni a tutela dei consumatori in materia di fatturazione a conguaglio per l'erogazione di energia elettrica, gas e servizi idrici.**

Con la memoria 5 ottobre 2017, 673/2017/|com, l'Autorità ha formulato, dinanzi la Commissione attività produttive, commercio, turismo della Camera, le proprie osservazioni in merito alla proposta di legge recante *Disposizioni a tutela dei consumatori in materia di fatturazione a conguaglio per l'erogazione di energia elettrica, gas e servizi idrici*. Muovendo dai commi 2 e 3 dell'art. 1 della citata proposta di legge – relativi rispettivamente alla riconduzione della condotta, consistente nell'inserimento in fattura dell'intimazione di pagamento immediato, con minaccia di distacco dell'utenza, per conguagli riferiti a periodi maggiori di due anni, nell'alveo delle pratiche commerciali scorrette (comma 2) e alla sospensione del pagamento di fatture a debito per conguagli riferiti a periodi maggiori di due anni, in pendenza di procedimento innanzi all'autorità competente per violazioni del Codice del consumo (comma 3) – l'Autorità ha sottolineato che la regolazione di settore già prevede il divieto di sospensione delle forniture, tra gli altri, per i casi in cui il venditore/gestore non abbia provveduto a fornire una risposta motivata a un eventuale reclamo scritto in merito alla ricostruzione dei consumi a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura e a conguagli

o a fatturazioni anomale dei consumi. Il divieto riguarda esclusivamente la sospensione della fornitura e non già l'invio di solleciti o l'invio della comunicazione di costituzione in mora. L'Autorità ritiene che tale scelta si sia imposta per la necessità di contemperare due differenti esigenze: da un lato, quella di tutelare il cliente dalla sospensione delle forniture per morosità ingiustificata o effettuata senza le opportune garanzie procedurali; dall'altro, quella di far fronte al fenomeno della morosità, in grado di incidere sullo sviluppo della concorrenza nel mercato *retail* e, più in generale, di produrre effetti negativi per la totalità dei clienti finali. In merito al comma 4 del menzionato art. 1 – concernente l'esenzione dal pagamento delle fatture emesse sulla base di consumi stimati e riferite a periodi relativamente ai quali sono stati comunicati i consumi effettivi ovvero siano operanti sistemi di telelettura – l'Autorità ha rammentato che tale pratica deriva dalla circostanza che il venditore/gestore non sempre ha a disposizione i dati di misura rilevati oppure non sempre è in condizioni di poter accertare le informazioni ricevute dall'utente tramite autolettura. In simili casi, il ricorso alla fatturazione in stima e al conseguente conguaglio si rivelano necessari. In ragione di ciò, il *Testo integrato in materia di fatturazione* (TIF) e la *Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono* (RQSII) consentono la contabilizzazione dei consumi energetici e idrici sulla base di stime, stabilendo, tuttavia, che il venditore/gestore debba attenersi a un preciso ordine di priorità nell'uso dei dati di misura, in cui il ricorso all'utilizzo dei dati di consumo stimati è previsto come *extrema ratio*. Inoltre, il TIF prevede il rispetto di standard generali per la quantificazione dei consumi stimati e rinvia all'introduzione di misure per i casi di violazione degli standard stessi, inclusa la previsione di specifici indennizzi a beneficio dei clienti. Anche la *Regolazione del servizio di misura nell'ambito del servizio idrico integrato a livello nazionale* (TIMSII) definisce i criteri di stima dei dati di misura per la contabilizzazione dei consumi idrici. Con specifico riferimento ai settori dell'energia elettrica e del gas, al fine di circoscrivere le ipotesi di fatture con conguagli di importo elevato, l'Autorità ha previsto che il venditore possa rideterminare gli importi precedentemente calcolati sulla base di dati di misura stimati, solo nel caso di successiva disponibilità di dati di misura effettivi messi a disposizione dal distributore o di autoletture. Alla medesima finalità risponde anche il generale divieto di fatturare consumi per periodi successivi alla data di emissione della bolletta



(salvo eventuali deroghe in materia di contratti nel libero mercato). Per quanto concerne le fatture miste, l'Autorità è intervenuta tipizzando espressamente le casistiche in cui i venditori possono farne uso (art. 6, comma 8, lett. d, del TIF).

Riguardo al comma 7 dello stesso art. 1 – concernente i pagamenti rateali di conguagli per periodi maggiori di due anni espressamente autorizzati dai clienti finali – l'Autorità ha sottolineato di aver già posto in essere interventi finalizzati a minimizzare l'impatto di conguagli di importo rilevante sui clienti finali. La delibera 4 agosto 2016, 463/2016/R/com, infatti, pone l'obbligo di consentire la rateizzazione dei corrispettivi dovuti nei casi di fatturazione di importi anomali in capo agli esercenti la maggior tutela nel settore elettrico e del gas, prevedendo al contempo che tale prescrizione sia derogabile *in melius* nel mercato libero; l'RQSI garantisce anche agli utenti del servizio idrico la rateizzazione senza interessi delle fatture di importo rilevante/anomalo. In materia di energia elettrica, l'Autorità ha già introdotto l'obbligo, in capo ai distributori, di reiterare il tentativo di lettura nel caso di almeno due tentativi di lettura falliti consecutivi e di assenza di autoletture validate, anche per i punti di prelievo trattati monorari. Con riferimento al gas naturale, l'Autorità ha rammentato di aver già posto in capo ai distributori: l'obbligo di informare i clienti sulle cause impedienti la raccolta dei dati di misura nella prima bolletta, qualora i punti di riconsegna siano dotati di misuratori in posizione non accessibile; e anche l'obbligo di indennizzo automatico, nel caso di punti di riconsegna dotati di misuratore accessibile. L'Autorità, inoltre, in sede di aggiornamento della disciplina relativa alla raccolta dei dati di misura del gas, ha previsto l'introduzione di un indicatore specifico per monitorare la percentuale dei misuratori con letture effettive e l'obbligo di sostituzione dei misuratori tradizionali con misuratori intelligenti, a seguito di mancata acquisizione della lettura effettiva nel corso di un anno per punti di riconsegna dotati di misuratori non accessibili. In ultimo, per quanto concerne il settore idrico, l'Autorità ha evidenziato come sussistano, anche in materia di fatturazione, prassi operative in ritardo rispetto ai parametri e agli standard regolatori.

### Nota di approfondimento sulla materia oggetto delle risoluzioni n. 7-01392 e n. 7-01393 relative alla riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici

Con la memoria 30 novembre 2017, 805/2017/I/eel, l'Autorità ha fornito elementi di approfondimento per la discussione congiunta, presso la Commissione attività produttive, commercio, turismo della Camera, delle risoluzioni n. 7-01392 e n. 7-01393, sulle iniziative prioritarie per l'attuazione dell'ultima fase della riforma tariffaria, intrapresa a seguito di quanto disposto dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102. L'Autorità ha sottolineato i possibili effetti gravanti sulle bollette dei clienti domestici derivanti dalla contestuale applicazione del completamento della riforma delle tariffe elettriche per i medesimi clienti, in attuazione dell'art. 11, comma 3, del suddetto decreto legislativo, e delle disposizioni in materia di agevolazioni alle imprese energivore, secondo quanto disposto dalla legge 20 novembre 2017, n. 167, recante *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea - Legge Europea 2017*.

Innanzitutto, l'Autorità ha evidenziato come l'applicazione della nuova disciplina energivori – indispensabile per controbilanciare gli effetti redistributivi a svantaggio dei clienti energivori che deriveranno, a partire dall'1 gennaio 2018, dalla riforma della struttura tariffaria degli oneri generali per i clienti non domestici, ai sensi della legge 25 febbraio 2016, n. 21 – possa comportare un non trascurabile aggravio sulle tariffe dei clienti domestici, chiamati a concorrere, insieme ai clienti non domestici non energivori, al finanziamento delle agevolazioni per i clienti energivori. Nello specifico, l'art. 19, comma 1, della legge europea 2017 destina alla riduzione delle tariffe elettriche dei clienti che sostengono gli oneri connessi all'attuazione delle misure a favore delle imprese energivore almeno il 50%, rispetto al 2016, delle risorse derivanti dalle riduzioni della componente tariffaria A3<sup>4</sup>, per ognuno degli anni compresi tra il 2018 e il 2020. L'Autorità ha sottolineato che, della significativa riduzione del fabbisogno complessivo del conto A<sub>3</sub> intervenuta nel 2017 (circa 2 miliardi di euro in meno rispetto all'anno precedente) hanno beneficiato per oltre l'80% le utenze non energivore, inclusi i clienti domestici. Questi ultimi, che contribuiscono alla copertura degli oneri generali di sistema per circa il

4 Tale componente è destinata alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

20%, hanno goduto nel 2017 di una riduzione della componente  $A_3$  con un beneficio stimabile in circa 380 milioni di euro/anno. Tale riduzione già usufruita dai clienti finali, in termini di minor onere  $A_3$ , a parere dell'Autorità, risulta essere superiore all'aggravio atteso dalla manovra energivori. L'Autorità ha richiamato, infine, l'attenzione del legislatore sulla necessità di assicurare contestualità tra l'entrata in vigore di quanto

previsto in tema di riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema applicata ai clienti non domestici (il cui avvio è previsto per l'1 gennaio 2018) e la nuova disciplina energivori, al fine di scongiurare rilevanti aumenti per i grandi clienti ad alta tensione, con effetti difficilmente sostenibili in termini di tenuta della competitività dei comparti industriali energivori del Paese.

## Rapporti con le altre istituzioni

### Autorità garante della concorrenza e del mercato

Nel 2017 è proseguita l'attività di collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) nel campo della tutela dei consumatori, con specifico riguardo alle pratiche commerciali scorrette nei settori regolati. Tale collaborazione è prevista dal Protocollo di intesa integrativo in materia di tutela del consumatore, siglato dalle due Autorità nell'ottobre 2014, e prevede la segnalazione reciproca, nell'ambito di procedimenti di diretta competenza, di casi di pratiche commerciali scorrette e/o di violazioni della normativa e/o della regolazione nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici. In tale contesto, è stato inoltre istituito un Gruppo di lavoro permanente, composto dai membri designati da ciascuna delle due Autorità, che sovrintende e monitora costantemente l'attuazione del menzionato Protocollo. La cooperazione si realizza, inoltre, mediante il rilascio di un parere, da parte di questa Autorità all'AGCM, nell'ambito dei procedimenti riguardanti le pratiche commerciali scorrette nei settori di competenza. Nel periodo considerato, l'Autorità ha rilasciato due pareri, entrambi in materia di comparatori privati di offerte di energia elettrica e gas.

### Autorità per le garanzie nelle comunicazioni

Nel 2017 è, inoltre, proseguita, l'attività di collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (Agcom), svolta nell'ambito del Protocollo generale d'intesa approvato dalle

due Autorità nel dicembre 2015, al fine di promuovere sinergie e complementarità in materia gestionale e tecnico-scientifica.

In particolare, viene in rilievo nel periodo di riferimento la delibera 28 aprile 2017, 289/2017/R/eel, con la quale è stata avviata l'attività istruttoria congiunta relativa alla valutazione di soluzioni tecnologiche standardizzate per le funzionalità incrementali degli *smart meter* di energia elettrica (c.d. versione 2.1), in attuazione di quanto previsto dalla delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel. Tale attività istruttoria è stata condotta dagli Uffici di ARERA in collaborazione con il Gruppo di lavoro nominato allo scopo con determina del Segretario generale di Agcom. Sono stati svolti incontri tecnici con operatori di telecomunicazioni, imprese distributrici di energia elettrica e altri soggetti interessati, propedeutici alla predisposizione di un documento di consultazione.

Nel corso del 2017, inoltre, per la prima volta, l'Autorità ha reso il proprio parere ad Agcom nell'ambito del procedimento per la risoluzione della controversia tra un operatore di telecomunicazioni e un'impresa distributtrice di energia elettrica; in tal caso, Agcom operava in qualità di Autorità per la risoluzione delle controversie ai sensi dell'art. 9 del decreto legislativo n. 33/2016, con cui è stata recepita la direttiva 61/2014/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, recante misure volte a ridurre i costi dell'installazione di reti di comunicazione elettronica ad alta velocità. Il procedimento si è concluso con la delibera Agcom n. 88/17/CIR (successivamente modificata e integrata con la delibera Agcom 131/17/CIR e, da ultimo, con la delibera Agcom 162/17/CIR), nella motivazione della quale si dà conto del parere fornito da ARERA.



---

### Autorità nazionale anticorruzione

---

Nel 2017 è proseguita anche l'attività di collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità nazionale anticorruzione (ANAC), svolta nell'ambito del Protocollo d'intesa stipulato tra le due Autorità nel novembre 2016 e avente ad oggetto la reciproca collaborazione per la corretta attuazione e l'applicazione della normativa in materia di appalti pubblici, trasparenza e anticorruzione nei settori regolati dall'Autorità, nonché per l'applicazione delle misure straordinarie di gestione, sostegno e monitoraggio di imprese operanti nei settori medesimi.

---

### Altre Autorità indipendenti e istituzioni

---

Nel 2017 è altresì proseguita l'attività di collaborazione tra l'Autorità, l'Agcom, il Garante per la protezione dei dati personali e l'Autorità per la regolazione dei trasporti, nell'ambito della convenzione per la gestione dei servizi strumentali stipulata tra le quattro Autorità, in adempimento di quanto previsto dall'art. 22, comma 7, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 114.

L'Autorità ha collaborato anche con l'Istat, al fine della condivisione dei dati raccolti dall'Autorità medesima presso le imprese di distribuzione a livello comunale su un campione statistico comprendente 242 comuni italiani. Tale condivisione persegue la finalità di contenere l'onere amministrativo sulle imprese regolate, evitando duplicazioni di richieste di dati tecnici da parte di diverse istituzioni. Con la medesima finalità di ridurre il carico statistico gravante sugli operatori regolati, l'Autorità collabora, attraverso la fornitura di dati, con varie istituzioni nazionali e locali (Ministeri, Comuni, ARPA ecc.) che ne fanno richiesta per la redazione di piani ambientali o altre attività istituzionali, utilizzando le informazioni provenienti dalle rilevazioni che essa effettua ai fini di regolazione e controllo.

Inoltre l'Autorità coadiuva l'Agenzia delle Dogane, con la quale è attivo un Tavolo permanente di confronto nel settore dell'accisa sull'energia elettrica e sul gas naturale.

È proseguita anche nel 2017 la collaborazione tra l'Autorità e il Comitato italiano gas (CIG), con il quale è stato successivamente rinnovato il Protocollo d'intesa per mezzo della delibera 8 febbraio 2018, 78/2018/A, con riferimento in particolare all'assicurazione a copertura di eventuali danni conseguenti a incidenti per l'uso del gas per i clienti finali, degli *smart meter* del gas e del biometano

immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas.

Nell'ambito della collaborazione con il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), si rileva in particolare il completamento, nel corso del 2017, delle attività tecniche del CEI, su mandato dell'Autorità, di specificazione del protocollo di comunicazione aperto tra *smart meter* di seconda generazione e dispositivi di utenza sia su linea elettrica (specifiche tecniche CEI TS 13-82/83/84) sia su frequenze radio a 169 MHz (specifiche tecniche CEI TS 13-85).

---

### Guardia di Finanza

---

Fin dal 2001, sulla base di un Protocollo di intesa siglato tra le due istituzioni, l'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di Finanza per le proprie attività di controllo e di ispezione. Il Protocollo è stato rinnovato ed esteso nel dicembre 2005 e ha visto nel tempo il progressivo ampliamento delle attività svolte in maniera congiunta. Il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico, operativo presso il Comando Reparti Speciali della Guardia di Finanza, svolge compiti di vigilanza espressamente dedicati ai settori regolati dall'Autorità.

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

Per una descrizione dettagliata delle attività di controllo svolte con la Guardia di Finanza nel 2017 si rimanda al Capitolo 10 di questo Volume.

---

### Cassa per i servizi energetici e ambientali

---

Fin dalla propria istituzione, l'Autorità ha vigilato, unitamente al Ministero dell'economia e delle finanze, sulla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), inizialmente ente di diritto pubblico non economico e di recente trasformato, con l'art. 1, comma 670, della legge di stabilità 2016, in ente pubblico economico. Tale

disposizione, oltre a confermare la sottoposizione della CSEA alla vigilanza congiunta del predetto ministero e dell'Autorità, ha demandato ai medesimi enti vigilanti una serie di adempimenti volti a consentire il pieno avvio del nuovo ente. L'intensa interlocuzione svolta a tal fine con il Ministero ha portato, tra l'altro, all'adozione del nuovo regolamento di organizzazione e funzionamento della CSEA, approvato con decreto del Ministro

dell'economia e delle finanze 22 febbraio 2017, previo parere favorevole rilasciato dall'Autorità con la delibera 12 gennaio 2017, 2/2017/I, nonché all'adozione del regolamento di amministrazione e contabilità della Cassa medesima, approvato con delibera dell'Autorità 28 aprile 2017, 297/2017/A, previa intesa rilasciata dal MEF con lettera del 20 aprile 2017.

## Accountability, trasparenza e anticorruzione

Nel corso del 2017, l'attività dell'Autorità è proseguita nel solco di quanto programmato e implementato negli anni precedenti, nella logica di interrelazione tra *accountability*, trasparenza e anticorruzione. In particolare, in ragione delle disposizioni del decreto legislativo 25 maggio 2016, n. 97, recante la *Revisione e semplificazione delle disposizioni in materia di prevenzione della corruzione, pubblicità e trasparenza, correttivo della legge 6 novembre 2012, n. 190 e del decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33, ai sensi dell'articolo 7 della legge 7 agosto 2015, n. 124, in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche* e di quanto previsto dal *Quadro strategico adottato dall'Autorità per il quadriennio 2015-2018*, è continuata la promozione di maggiori livelli di trasparenza, quale connotato ineliminabile dell'ordinario modo di gestione e strumento di prevenzione dei fenomeni corruttivi.

### Accountability

L'agire dell'Autorità è da sempre orientato all'esigenza di render conto delle scelte di indirizzo praticate e degli obiettivi perseguiti (c.d. *accountability*). Anche nel corso del 2017, l'Autorità ha continuato a perseguire finalità di rendicontazione, oltre che nelle forme e nelle modalità "tradizionali" delle Relazioni ad altre Istituzioni ovvero di quelle previste per legge, anche attraverso gli strumenti dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento (di seguito: Osservatorio), istituito con

delibera 15 marzo 2015, 83/2015/A, del processo di consultazione pubblica di cui alla delibera 23 dicembre 2014, 649/2014/A, nonché delle audizioni periodiche e speciali di cui alla delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A.

Riguardo a queste ultime, come era avvenuto nel 2016, le sessioni svoltesi l'11 e il 12 luglio 2017 hanno rappresentato una concreta occasione di confronto diretto e costruttivo tra l'Autorità e gli *stakeholder* in merito all'attuazione del *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, sulla base di un documento predisposto ad hoc dagli Uffici dell'Autorità e recante i risultati delle attività svolte nel periodo aprile 2016 - aprile 2017 in attuazione del Quadro medesimo (delibera 26 maggio 2017, 358/2017/A).

Tra gli strumenti di *accountability*, l'Osservatorio è quello che, indubbiamente, assicura con maggiore efficacia e continuità le relazioni e gli scambi dialettici tra le diverse categorie di *stakeholder*, nonché tra esse e l'Autorità, facilitando altresì l'acquisizione di dati e informazioni utili alla Valutazione di impatto della regolazione (VIR). A questo si aggiunga, la funzione propulsiva che l'Osservatorio, pur nel rispetto dell'autonomia del Regolatore, può svolgere, mediante la formulazione di proposte finalizzate alla predisposizione di documenti di consultazione su materie sottoposte alla regolazione dell'Autorità. Come già sopra accennato, nel sistema di *accountability* dell'Autorità, continua 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.

Infine, meritano di essere menzionati alcuni casi di volontaria rendicontazione dell'Autorità con riguardo a specifiche tematiche. Si pensi, a titolo di esempio, alla relazione 464/2017/l/efr che rappresenta un aggiornamento della relazione pubblicata nel 2016 in merito allo stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento (339/2016/l/efr) e riferita a dati 2015.

---

## Trasparenza

---

Nel corso del 2017, in aderenza alle prescrizioni del riformato decreto legislativo n. 33/2013 che ha abrogato il Programma Triennale per la Trasparenza e l'Integrità (PTTI) quale strumento di programmazione autonoma, il relativo aggiornamento annuale è stato ricompreso nel Piano triennale per la prevenzione della corruzione 2015-2017 (PTPC) - Aggiornamento 2017.

È proseguita l'attività di cura, popolamento e aggiornamento della sezione "Autorità trasparente" del sito web istituzionale: l'attività di pubblicazione, peraltro già molto significativa nell'esperienza pregressa dell'Autorità, è andata sempre più sistematizzandosi, anche per effetto del costante monitoraggio e controllo. All'assolvimento degli obblighi hanno concorso, come già in passato, tutte le strutture e, in particolare, quelle che per compiti istituzionali sono chiamate a funzioni di raccordo e coordinamento e/o che detengono la gran parte dei dati e delle informazioni oggetto dell'obbligo di diffusione ed estensione.

Relativamente all'accesso civico, nel corso del 2017, non sono pervenute istanze. Si sono invece registrate tre istanze di accesso civico generalizzato.

---

## Anticorruzione

---

In materia di anticorruzione, l'Autorità sin dal 2014 ha ritenuto opportuno pianificare un'efficace strategia anticorruzione e adottare un proprio specifico *Piano triennale prevenzione corruzione* (PTPC). Pertanto, l'Autorità ha adottato, con delibera 2

luglio 2015, 313/2015/A, il PTPC 2015-2017, che è stato successivamente aggiornato, per l'anno 2016, con delibera 21 gennaio 2016, 15/2016/A e, per l'anno 2017, con delibera 2 febbraio 2017, 37/2017/A.

Il secondo Aggiornamento per l'anno 2017 del PTPC ha tenuto conto delle novità normative, delle indicazioni fornite dall'ANAC, degli indirizzi contenuti nel Piano nazionale anticorruzione del 2016, nonché delle specifiche situazioni di contesto esterno e interno, ivi incluso il riassetto organizzativo che ha interessato l'Autorità nel corso del 2017.

Nel dicembre 2017, l'Autorità ha avviato il procedimento per l'adozione del suo secondo PTPC e ha posto in consultazione lo schema di Piano con il documento per la consultazione 21 dicembre 2017, 875/2017/A, affinché tutti i soggetti interessati potessero presentare osservazioni e proposte scritte. A esito del processo di consultazione, è stato adottato, con delibera 1 marzo 2018, 102/2018/A, il secondo *Piano Triennale per la Prevenzione della Corruzione, per il triennio 2018-2020* dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico che, nelle more del procedimento, è stata ridenominata Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) e ha visto estese le sue funzioni di regolazione e controllo anche al ciclo di gestione dei rifiuti, in forza dell'art. 1, commi 527 - 530, della legge n. 205/17.

Il secondo Piano ha tenuto conto delle modifiche intervenute nell'assetto organizzativo dell'Autorità e finalizzate all'adeguamento dello stesso alle nuove competenze in materia di servizi ambientali. Sotto l'aspetto metodologico, ha confermato sostanzialmente tutte le misure definite dal precedente PTPC 2015-2017, dando conto dello stato di attuazione delle stesse ovvero della loro eventuale riprogrammazione e ha introdotto nuove misure dirette a neutralizzare o mitigare il livello di rischio connesso alle attività poste in essere dall'Autorità.

Nel gennaio 2018, il Responsabile per la prevenzione della corruzione e per la trasparenza ha compilato e pubblicato la *Relazione Annuale* proposta dall'ANAC. Per la verifica e il monitoraggio dell'attuazione delle misure di prevenzione della corruzione.

## Analisi di impatto della regolazione

L'Autorità ha introdotto, sin dal 2005, l'Analisi ex ante di impatto della regolazione (AIR) per i provvedimenti particolarmente rilevanti, quale ulteriore strumento per migliorare la trasparenza e la qualità del proprio processo regolatorio, già ispirato a criteri di semplificazione, trasparenza ed efficacia, nonché per rafforzare il dialogo e i processi di consultazione con gli *stakeholder*.

Al fine di valorizzare l'ampia strumentazione messa in campo dall'Autorità e di agevolare il pubblico a rintracciare nel sito web istituzionale dell'Autorità tutti i documenti che riguardano l'AIR, nel 2017 è stata pubblicata nel sito web dell'Autorità una pagina dedicata agli strumenti, anche di *accountability*, di cui l'Autorità dispone<sup>5</sup>.

Nel corso del 2017 sono stati, inoltre, adottati i seguenti provvedimenti:

- il documento per la consultazione 21 settembre 2017, 645/2017/R/eel, in tema di resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Tale argomento è incluso nell'ampio procedimento, avviato nel 2014 con la delibera 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel, ai fini della revisione della regolazione in materia di tariffe e qualità dei servizi di tra-

missione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche del servizio di connessione. Con il documento per la consultazione 645/2017, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti presentando diverse ipotesi di regolazione, alcune delle quali sviluppate secondo la metodologia di analisi di impatto della regolazione;

- la delibera 16 novembre 2017, 758/2017/R/eel, mediante la quale l'Autorità ha deciso di riunire in un unico procedimento la razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione alle reti delle varie tipologie di utenza e la revisione dei criteri di allocazione tra loro dei costi di rete (di cui all'art. 4, comma 1, lettere g) e h), della delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel) nonché di sottoporre gli aspetti più rilevanti di tale procedimento all'applicazione della metodologia AIR.

Si evidenzia, infine, che l'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento, rappresenta la sede in cui, fra le altre attività, viene anche implementata la funzione di Valutazione di impatto della regolazione (VIR) in modo sistematico e permanente (al riguardo si veda il precedente paragrafo "Accountability, trasparenza e anticorruzione").

<sup>5</sup> [https://www.arera.it/it/che\\_cosa/AIR.htm](https://www.arera.it/it/che_cosa/AIR.htm)



# 3.

## Regolazione nel settore dell'energia elettrica

---

Settoriale

---

# Unbundling

---

## Regolazione dell'unbundling

---

---

### Separazione funzionale

---

Con la delibera 1 giugno 2017, 390/2017/E/com, e successivamente con la delibera 8 febbraio 2018, 67/2018/E/com, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA, di seguito Autorità) ha intimato alle imprese operanti nei settori dell'energia elettrica o del gas inadempienti l'obbligo di invio, tramite l'apposita raccolta dati in modalità telematica, delle cosiddette Informazioni di stato; tramite queste informazioni le imprese dichiarano all'Autorità i propri obblighi in materia di separazione funzionale previsti dalla delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com, e dal relativo *Testo integrato di unbundling funzionale* - Allegato A (TIUF), in vigore dal 1 gennaio 2016. Nei confronti delle imprese risultanti ancora inadempienti a seguito delle citate intimazioni, sono stati avviati procedimenti sanzionatori.

Con la delibera 18 gennaio 2018, 15/2018/R/com, l'Autorità ha previsto, in ottemperanza all'art. 1, comma 91 e 92, della legge 4 agosto 2017, n.124, le modifiche al TIUF volte a escludere dagli obblighi di separazione funzionale le imprese di distribuzione di energia elettrica facenti parte di imprese verticalmente integrate che servono meno di 25.000 punti di prelievo e i gestori dei sistemi di distribuzione chiusi.

---

### Separazione contabile

---

Con la delibera 10 novembre 2017, 742/2017/R/com, l'Autorità ha avviato il procedimento per la revisione della normativa di separazione contabile per il settore dell'energia elettrica, del gas, del sistema idrico e del telecalore. Il procedimento è finalizzato a rivedere la normativa di separazione contabile introdotta dalla delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/com, e del relativo *Testo integrato di unbundling contabile* - Allegato A (TIUC) alla luce degli sviluppi regolatori intervenuti nei settori regolati dall'Autorità, nonché dalle esigenze di semplificazione del processo di separazione contabile e di miglioramento della qualità dell'informazione. L'avvio di procedimento per la revisione del TIUC è, altresì, finalizzato a ricondurre in un unico procedimento i procedimenti già avviati con la delibera 3 marzo 2017, 111/2017/R/tlr, relativa all'introduzione di obblighi di separazione contabile per il settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento, e con la delibera 16 marzo 2017, 141/2017/R/gas, relativa alla perimetrazione dei servizi *Small Scale LNG* forniti dai terminali GNL ai sensi del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257.

---

# Regolazione delle reti e del sistema elettrico

---

## Regolazione tecnica: servizio di dispacciamento

---

### Modifiche alle disposizioni tecniche di funzionamento della Piattaforma conti energia

---

Nel mese di marzo 2017, è stata approvata la proposta della società Gestore dei mercati energetici (GME) di modifica delle Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF) della Piattaforma conti energia in materia di fatturazione e regolazione dei pagamenti (DTF n. 06). Le modifiche apportate dal GME sono funzionali a recepire il provvedimento del Direttore dell'Agenzia delle entrate del 2 dicembre 2016, avente a oggetto *l'Approvazione del modello di dichiarazione d'intento di acquistare o importare beni e servizi senza applicazione dell'imposta sul valore aggiunto, delle relative istruzioni e delle specifiche tecniche per la trasmissione telematica dei dati*. Il citato provvedimento ha previsto, in particolare, l'introduzione con decorrenza 1 marzo 2017 di alcune novità in merito alle comunicazioni che devono essere effettuate dall'esportatore abituale al proprio fornitore, in modo che quest'ultimo possa emettere le relative fatture con l'esenzione dall'IVA. Le modifiche introdotte dal GME, che è controparte di esportatori abituali di energia elettrica, includono pertanto l'aggiornamento del modello per la dichiarazione d'intento di acquistare o importare beni e servizi senza applicazione dell'IVA, le relative istruzioni e le specifiche tecniche per la trasmissione telematica dei dati. Nel mese di dicembre 2017, è stata altresì approvata la proposta del GME di modifica delle disposizioni tecniche di funzionamento della Piattaforma conti energia in materia di fatturazione e regolazione dei pagamenti (DTF n. 06). I cambiamenti apportati dal GME sono funzionali a recepire le variazioni dei termini di consolidamento degli addebiti tramite gli strumenti di pagamento *Sepa Direct Debit Business-To-Business* disposte dall'European Payments Council.

### Innovazioni relative al servizio di dispacciamento

---

È in corso di elaborazione il procedimento per la formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, fino a pervenire al nuovo *Testo integrato del dispacciamento elettrico* (TIDE) in coerenza con la normativa europea (regolamenti europei sul bilanciamento elettrico sull'esercizio del sistema elettrico e regolamento *Capacity Allocation and Congestion Management* - CACM). Il TIDE si pone l'obiettivo di:

- definire i criteri con cui Terna procederà alla revisione dei prodotti oggetto di negoziazione sul Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e delle modalità di approvvigionamento delle risorse flessibili, preservando, laddove possibile, l'impostazione *Central Dispatch System*;
- rivedere la classificazione delle unità di produzione e di consumo, superando il concetto di rilevanza attualmente utilizzato per identificare in modo distinto le unità che devono partecipare singolarmente ai mercati e le unità che possono essere aggregate;
- identificare nuovi criteri di aggregazione definiti in base alla dimensione spaziale di ciascuno dei servizi di dispacciamento per cui l'aggregato è abilitato;
- rivedere la disciplina degli sbilanciamenti al fine di fornire agli utenti del dispacciamento segnali di prezzo coerenti con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell'energia in tempo reale, superando l'attuale meccanismo basato su aggregazioni zonali/macrozonali statiche e facendo riferimento ai prezzi nodali.

Nelle more della definizione del TIDE, sono già stati effettuati alcuni importanti interventi che afferiscono alla regolazione del dispacciamento.



### Primo intervento

Un primo intervento, effettuato con la delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel, (che ha fatto seguito al documento per la consultazione 9 giugno 2016, 298/2016/R/eel), consiste nel prevedere una prima apertura dell'MSD consentendo la partecipazione anche alle unità di consumo, alla generazione distribuita e alle unità di produzione non programmabili per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento. Tale partecipazione avviene per il tramite di progetti pilota finalizzati alla raccolta di elementi utili per la riforma del dispacciamento.

I progetti pilota:

- sono individuati da Terna previa consultazione e successivamente inviati all'Autorità per l'approvazione. Al 31 marzo 2018 risultano approvati due progetti pilota: uno relativo alla partecipazione all'MSD delle unità di consumo (approvato con la delibera 25 maggio 2017, 372/2017/R/eel) e uno relativo alla partecipazione all'MSD della generazione distribuita (approvato con la delibera 3 agosto 2017, 583/2017/R/eel);
- ove non diversamente specificato, sono basati sull'attuale classificazione delle unità di produzione e di consumo, ivi incluso il concetto di rilevanza per la partecipazione ai mercati, al fine di consentirne l'avvio in tempi brevi senza richiedere significativi interventi sui sistemi per la gestione del dispacciamento;
- non prevedono forme di incentivazione economica a favore degli utenti del dispacciamento per l'esecuzione dei progetti pilota; gli operatori coinvolti potranno comunque beneficiare della remunerazione delle risorse di dispacciamento prevista dalla regolazione, comprensiva di quella derivante da eventuali procedure di approvvigionamento a termine;
- non riguardano le unità di consumo e le unità di produzione rientranti rispettivamente nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente unico (AU) e del Gestore dei servizi energetici (GSE).

I progetti pilota possono riguardare:

- la partecipazione volontaria all'MSD delle unità di produzione rilevanti ad oggi non abilitate (inclusi i sistemi di accumulo equiparati alle unità di produzione ai sensi della delibera 20 novembre 2014, 574/2014/R/eel). Esse, in generale e fatto salvo quanto diversamente previsto per le Unità virtuali abilitate nodali (UVAN), partecipano all'MSD singolarmente con riferimento al medesimo punto di dispacciamento valido per la

partecipazione ai mercati dell'energia e per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è l'utente del dispacciamento titolare del punto di dispacciamento sempre coincidente con il *Balance service provider* (BSP);

- la partecipazione volontaria all'MSD delle unità di produzione non rilevanti (inclusi i sistemi di accumulo) e della domanda. Esse partecipano all'MSD su base aggregata, costituendo le *Unità virtuali abilitate* (UVA) secondo quanto descritto successivamente. I perimetri geografici di aggregazione non possono eccedere la zona di mercato e sono definiti da Terna in coerenza con il modello di rete utilizzato dall'algoritmo per la selezione delle offerte accettate sull'MSD, in modo tale che la movimentazione delle unità incluse nelle UVA non comporti violazioni di vincoli di rete.

Le predette UVA si dividono in:

- Unità virtuali abilitate di produzione (UVAP), caratterizzate dalla presenza di sole unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo, inserite nel medesimo contratto di dispacciamento. Esse rilevano solo per la partecipazione all'MSD, mentre ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e, conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento, le unità incluse in tali tipologie di UVA continuano a rimanere inserite nei punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti già oggi esistenti. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il BSP, che può essere distinto dall'utente del dispacciamento; il BSP è quindi responsabile per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento;
- Unità virtuali abilitate di consumo (UVAC), caratterizzate dalla presenza di sole unità di consumo inserite nel medesimo contratto di dispacciamento. Esse rilevano solo per la partecipazione all'MSD, mentre ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e, conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento, le unità incluse in tali tipologie di UVA continuano a rimanere inserite nei punti di dispacciamento per unità di consumo già oggi esistenti. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il BSP, che può essere distinto dall'utente del dispacciamento; il BSP è quindi responsabile per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento;
- Unità virtuali abilitate miste (UVAM), caratterizzate dalla

presenza sia di unità di produzione non rilevanti (programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo, sia di unità di consumo. Esse rilevano sia per la partecipazione all'MSD sia per la partecipazione ai mercati dell'energia e, pertanto a esse è associato un punto di dispacciamento di nuova costituzione. Alla data del 31 marzo 2018, non è stato ancora definito uno specifico progetto pilota;

- Unità virtuali abilitate nodali (UVAN), caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti non oggetto di abilitazione obbligatoria ai sensi del Codice di rete e/o non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), ed eventualmente anche di unità di consumo, sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale. Anche in questo caso, alla data del 31 marzo 2018, non è stato ancora definito un progetto pilota.

Per tutte le unità oggetto di abilitazione volontaria all'MSD, gli sbilanciamenti effettivi continuano a essere valorizzati sulla base della regolazione applicata alle unità non abilitate.

### Secondo intervento

Un secondo intervento ha riguardato la regolazione degli sbilanciamenti. Più in dettaglio, l'Autorità ha definito misure transitorie al fine di evitare le anomalie presenti nella disciplina degli sbilanciamenti che hanno consentito, ad alcuni utenti del dispacciamento, di trarre profitti estranei alle finalità del servizio di dispacciamento mediante una programmazione a livelli strutturalmente e sensibilmente differenti da quelli ragionevolmente prevedibili. Tali misure transitorie, operate da ultimo con la delibera 8 giugno 2017, 419/2017/R/eel (che ha fatto seguito al documento per la consultazione 20 aprile 2017, 277/2017/R/eel), sono:

- l'introduzione, dall'1 luglio 2017, di corrispettivi di non arbitraggio macrozonale, finalizzati a neutralizzare i vantaggi economici che gli utenti del dispacciamento potrebbero trarre

dalla differenza fra i prezzi zionali all'interno della medesima macrozona;

- l'adozione, da settembre 2017, di una nuova modalità di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale, basata solo sui programmi vincolanti modificati e corretti delle unità di produzione e di consumo e sulla rilevazione degli scambi effettivi fra le diverse macrozone, evitando di ricorrere alle misure effettive delle immissioni e dei prelievi.

Gli interventi sopra richiamati, riducendo il rischio che gli utenti del dispacciamento possano trarre benefici economici anche significativi a danno del sistema elettrico, hanno consentito il ritorno, a far data dall'1 settembre 2017 e per tutte le unità non oggetto di abilitazione obbligatoria, a una valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi di tipo *single pricing*, pienamente in linea con il regolamento europeo in materia di bilanciamento elettrico.

Nel caso delle fonti rinnovabili non programmabili, rimane vigente la delibera 23 ottobre 2014, 522/2014/R/eel, sulla base della quale gli utenti del dispacciamento possono scegliere, ogni anno, se applicare:

- la regolazione degli sbilanciamenti prevista per le altre unità di produzione non abilitate;
- la nuova disciplina appositamente introdotta per le fonti rinnovabili non programmabili.

La nuova disciplina prevede la definizione delle cosiddette "bande", differenziate per ciascuna fonte non programmabile<sup>1</sup>, all'interno delle quali non viene applicato il corrispettivo unitario di sbilanciamento previsto per le unità di produzione non abilitate. All'interno delle bande avviene una sorta di aggregazione commerciale, su base zonale, tra unità di produzione rilevanti e non rilevanti alimentate da qualunque fonte non programmabile che accedono al meccanismo delle bande, riducendo il rischio volume e prezzo dello sbilanciamento associato a ogni

<sup>1</sup> Le bande differenziate per fonte sono pari a:

- il 49% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte eolica;
- il 31% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte solare fotovoltaica;
- l'8% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte idrica ad acqua fluente;
- l'1,5% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalle "altre" fonti rinnovabili non programmabili (per lo più unità di produzione geotermoelettriche);
- l'8% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione non rilevanti (cioè aventi potenza inferiore a 10 MVA).

singola fonte e a ogni singolo impianto. In pratica, è come se le diverse fonti non programmabili all'interno delle bande compensassero tra loro gli sbilanciamenti, attribuendo ai singoli utenti del dispacciamento da fonti non programmabili solo gli ammon-tari residui ed evitando che essi continuino (come in passato) a essere sostenuti dai clienti finali. Più ampia è la banda (come nel caso della fonte eolica) e maggiore è l'effetto benefico derivante dall'aggregazione commerciale.

Infine l'Autorità, con la delibera 27 luglio 2017, 553/2017/R/eel (che ha fatto seguito al documento per la consultazione 25 maggio 2017, 374/2017/R/eel), ha ridefinito le tempistiche per la determinazione

e la pubblicazione, da parte di Terna, dei tre corrispettivi di dispacciamento – per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento o *uplift*; per la copertura dei costi della modulazione della produzione eolica; per la copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema – al fine di consentirne l'applicazione nei contratti di vendita in maniera "passante", permettendo semplificazioni sia per i venditori sia per i clienti finali. I richiamati corrispettivi di dispacciamento, a partire da quelli relativi al primo trimestre 2018, sono ora determinati da Terna su base trimestrale entro il giorno 15 del mese che precede il trimestre cui si riferiscono.

## Regolazione tecnica: servizio di trasporto e distribuzione

### Innovazioni relative al Testo integrato sistemi semplici di produzione e consumo (TISSPC) e al Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi (TISDC)

Il *Testo integrato sistemi semplici di produzione e consumo* (TISSPC) e il *Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi* (TISDC) sono stati oggetto di alcuni aggiornamenti o integrazioni.

#### Primo aggiornamento

Il primo aggiornamento si basa sull'art. 6, comma 9, del decreto legge 30 dicembre 2016, n. 244, c.d. *Milleproroghe 2016*, secondo cui:

- a decorrere dall'1 gennaio 2017 non vi è più alcuna differenza, dal punto di vista dell'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, tra le diverse tipologie di Sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC) realizzabili e neppure tra le diverse tipologie di Sistema di distribuzione chiuso (SDC) consentite, per le quali le parti variabili delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di

sistema trovano applicazione solo all'energia elettrica prelevata da rete pubblica;

- anche in relazione ai periodi antecedenti all'1 gennaio 2017, le componenti tariffarie che avrebbero dovuto essere applicate all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica non sono più esigibili, con l'unica eccezione della componente tariffaria MCT<sup>2</sup>.

La formulazione dell'articolo appena citato, pur non modificando le numerose definizioni vigenti, ha consentito di introdurre molte semplificazioni nel TISSPC, nel TISDC e negli altri provvedimenti a essi correlati. In particolare, l'Autorità, con la delibera 20 aprile 2017, 276/2017/R/eel:

- ha rivisto il ruolo del Gestore dei servizi energetici (GSE), poiché, nel caso di configurazioni di nuova realizzazione, non è più necessario richiedere al medesimo le qualifiche di Sistema efficiente di utenza (SEU) e Sistema esistente equivalente ai sistemi efficienti di utenza (SESEU) in quanto non comportano più

<sup>2</sup> La componente tariffaria MCT continua a trovare applicazione all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica nel caso dei sistemi diversi dai SEU, SESEU-A e SESEU-B (esentati per effetto dell'art. 4 del decreto legislativo 56/10) nonché diversi dai SESEU-D (originariamente classificati tra le RIU ed esentati per effetto dell'art. 33, comma 6, della legge 99/09) e dalle RIU.

benefici tariffari. Il nuovo ruolo del GSE è quello di supportare la razionalizzazione sistemica delle configurazioni già esistenti, di effettuare le verifiche a campione, in avvalimento, sugli SSPC ivi inclusi quelli di nuova realizzazione e di coadiuvare l'Autorità nelle attività di definizione dei perimetri dei SDC;

- ha esteso agli Altri sistemi di distribuzione chiusi (ASDC) la stessa procedura di identificazione già vigente per le RIU;
- ha stabilito il 28 febbraio 2018 come data ultima entro cui i cosiddetti clienti finali "nascosti" (cioè non già connessi alla rete pubblica né identificati come facenti parti di configurazioni rientranti tra SSPC e SDC) si possono autodichiarare evitando l'applicazione di sanzioni o penali. Tale data rappresenta quindi la conclusione del processo di razionalizzazione sistemica, finalizzato a inquadrare i clienti finali del sistema elettrico in una delle varie configurazioni consentite ovvero a identificarli come clienti della rete pubblica. La corretta identificazione dei clienti finali consente ai medesimi di accedere al libero mercato dell'energia elettrica, scegliendo la società di vendita che ritengono più opportuna, e di beneficiare dei diritti loro spettanti nonché della regolazione della qualità definita dall'Autorità. La medesima delibera 276/2017/R/eel ha previsto che non sarebbero stati applicati conguagli retroattivi ai clienti finali "nascosti" che si autodichiarassero entro il 28 febbraio 2018 (con l'unica eccezione dei clienti finali che si trovano in configurazioni private non ammesse dalla normativa vigente); e che, nel caso di clienti finali "nascosti" che non si fossero autodichiarati entro la data ultima allo scopo definita, oltre al recupero delle componenti tariffarie non versate dall'1 gennaio 2014, sarebbe stata applicata una penale forfetaria da erogare alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA).

### Secondo aggiornamento

Un secondo aggiornamento è stato operato con la delibera 21 dicembre 2017, 894/2017/R/eel, poiché, durante il richiamato periodo di razionalizzazione (finalizzato a inquadrare i clienti finali del sistema elettrico in una delle varie configurazioni consentite ovvero a identificarli come clienti della rete pubblica), è emersa l'esigenza di modificare la definizione di unità di consumo<sup>3</sup> inizialmente

prevista dal TISSPC e al TISDC. Più in dettaglio, si è posta l'esigenza di evitare che le unità immobiliari urbane presenti nel medesimo sito in cui è realizzata l'attività principale (*core business*), qualora messe a disposizione di soggetti terzi al fine di svolgere attività destinate a erogare beni o servizi di supporto all'attività principale (per effetto di processi di *outsourcing*), debbano essere necessariamente identificate come unità di consumo distinte da quella afferente alla medesima attività principale. Inoltre, si è anche resa necessaria l'esigenza di chiarire l'applicazione della definizione di unità di consumo in relazione a contesti residenziali (per quanto riguarda le cosiddette pertinenze, quali garage, solai ecc.).

Con la delibera 894/2017/R/eel, l'Autorità ha quindi modificato la definizione di unità di consumo inizialmente contenuta nel TISSPC e nel TISDC, prevedendo che, di norma, l'unità di consumo coincida con la singola unità immobiliare e che sia possibile aggregare più unità immobiliari in un'unica unità di consumo nei seguenti casi:

- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona fisica o giuridica legate tra loro da vincolo di pertinenza (unità immobiliare principale e sue pertinenze) e che insistono sulla medesima particella catastale o su particelle contigue;
- unità immobiliari pertinenziali (solai, garage, cantine ecc.), anche nella disponibilità di diverse persone fisiche o giuridiche, facenti parte di un unico condominio. Il predetto insieme di unità immobiliari pertinenziali può a sua volta essere inglobato nell'unità di consumo relativa alle utenze condominiali;
- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona giuridica, eventualmente da quest'ultima messe a disposizione di soggetti terzi, localizzate su particelle catastali contigue, all'interno di un unico sito e utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate prevalentemente alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio.

In tutti i casi in cui l'unità di consumo (indipendentemente dal fatto che essa coincida con l'unità immobiliare o con un insieme di unità immobiliari ove consentito) ingloba soggetti diversi, viene identificato comunque un solo cliente finale "elettrico". Questo fornisce servizi, non energia elettrica, ai soggetti inclusi nella medesima

<sup>3</sup> Si ricorda che l'unità di consumo, a sua volta fondata sull'unità immobiliare e relativi aggregati, è lo strumento utilizzato ai fini della corretta identificazione dei clienti finali.

unità di consumo: non si può quindi configurare una attività di vendita di energia elettrica e non vi deve essere una fatturazione avente a oggetto la somministrazione di energia elettrica all'interno delle unità di consumo.

Infine, la delibera 894/2017/R/eel ha posticipato dal 28 febbraio 2018 al 30 giugno 2018 la data, inizialmente introdotta dalla delibera 276/2017/R/eel, entro cui i clienti finali "nascosti" sono tenuti ad autodichiararsi richiedendo la connessione al gestore di rete territorialmente competente ovvero richiedendo all'Autorità l'identificazione di un ASDC ai sensi del TISDC (in quest'ultimo caso, per il tramite del soggetto che gestirà l'ASDC).

### Terzo aggiornamento

Un terzo aggiornamento è stato operato con la delibera 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel, al fine di definire il criterio di calcolo delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali da applicarsi in corrispondenza dei punti di connessione con la rete pubblica nel caso di SDC e di SSPC che includano sia imprese a forte consumo di energia sia altri clienti finali.

### Ulteriori integrazioni

Nel corso del 2017, altre delibere hanno riguardato gli SSPC e gli SDC. Con la delibera 3 agosto 2017, 582/2017/R/eel, è stata prorogata la data di applicazione del TISDC, nel caso delle RIU, dall'1 ottobre 2017 (data quest'ultima già derivante da una proroga, operata con la delibera 22 dicembre 2016, 788/2016/R/eel, rispetto all'originaria data dell'1 gennaio 2017) all'1 gennaio 2018. In relazione agli ASDC, la data di applicazione del TISDC è l'1 gennaio 2019 in quanto essi sono tuttora in corso di identificazione.

Con la delibera 12 ottobre 2017, 684/2017/R/eel, l'Autorità ha previsto la restituzione, dalle imprese distributrici agli utenti del trasporto, delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema eventualmente già applicate all'energia elettrica consumata ma non prelevata da rete pubblica e versate in

relazione agli SSPC, completando l'attuazione dell'art. 6, comma 9, del decreto legge 244/16. Tale restituzione viene effettuata senza l'applicazione di interessi, secondo le modalità previste dall'Allegato C alla delibera 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel. Inoltre la medesima delibera 684/2017/R/eel ha previsto che gli utenti del trasporto versino alla CSEA gli importi oggetto di restituzione e non liquidabili ai clienti finali (se spettanti ai medesimi) per motivi oggettivi resi evidenti alla stessa CSEA.

### Innovazioni relative al servizio di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica

A seguito dell'approvazione dei tre regolamenti europei RfG, DCC e HVDC<sup>4</sup> recanti requisiti per la connessione alle reti elettriche (generatori di energia elettrica, impianti di consumo, sistemi in corrente continua ad alta tensione e parchi di generazione connessi in corrente continua), l'Autorità, con la delibera 16 febbraio 2017, 67/2017/R/eel, ha avviato un procedimento finalizzato all'implementazione, in Italia, dei medesimi, integrandoli nella regolazione vigente. Con la delibera 20 aprile 2017, 273/2017/R/eel, che ha fatto seguito al documento per la consultazione 16 febbraio 2017, 68/2017/R/eel, sono stati definiti i criteri per la concessione delle deroghe, da parte della medesima Autorità, ai requisiti previsti dai predetti regolamenti europei. Più in dettaglio, la delibera 273/2017/R/eel ha previsto che, ai fini dell'analisi delle richieste di deroga:

- il gestore alla cui rete sono o saranno connessi gli impianti e/o i sistemi per i quali si richiede la deroga, anche coadiuvato dai gestori di rete limitrofi (ivi incluso il TSO), valuti l'impatto delle eventuali deroghe sulla sicurezza e sulla qualità del servizio relative alla rete elettrica alla quale sono o saranno connessi gli impianti e/o i sistemi per i quali si richiede la deroga, tenendo altresì conto di eventuali rischi legati alla sicurezza della produzione industriale, in particolare con riferimento agli impianti industriali a rischio di incidente rilevante;

<sup>4</sup> Il regolamento (UE) 631/2016 della Commissione europea del 14 aprile 2016 istituisce un codice di rete recante i requisiti per la connessione dei generatori di energia elettrica (regolamento RfG - *Requirements for Generators*)

Il regolamento (UE) 1388/2016 della Commissione europea del 17 agosto 2016 istituisce un codice di rete recante i requisiti per la connessione degli impianti di consumo connessi al sistema di trasmissione, degli impianti di distribuzione connessi al sistema di trasmissione, dei sistemi di distribuzione, compresi i sistemi di distribuzione chiusi e delle unità di consumo utilizzate per fornire servizi di gestione della domanda (regolamento DCC - *Demand Connection Code*).

Il regolamento (UE) 1447/2016 della Commissione europea del 26 agosto 2016 istituisce un codice di rete recante i requisiti per la connessione dei sistemi in corrente continua ad alta tensione (HVDC) e dei parchi di generazione connessi in corrente continua (regolamento HVDC - *High-Voltage Direct Current*).

- il TSO valuti, congiuntamente con quanto precedentemente descritto ovvero successivamente alle valutazioni (se positive) precedentemente descritte in capo a un gestore di rete diverso dal medesimo TSO, l'impatto dell'eventuale deroga sulla sicurezza del sistema elettrico nazionale, nonché gli eventuali impatti che la deroga richiesta avrebbe sugli scambi transfrontalieri;
- l'Autorità, tenendo conto dei contributi dei TSO/DSO, valuti l'analisi costi-benefici resa disponibile dal soggetto richiedente, nel rispetto di quanto previsto dai regolamenti RfG, DCC e HVDC;
- l'Autorità, tenendo conto dei contributi dei TSO/DSO, valuti le attività che il soggetto richiedente intende porre in essere per superare la necessità di una deroga, le tempistiche necessarie e i relativi costi, nonché le eventuali ulteriori azioni che potrebbero essere intraprese al fine di mitigare le eventuali criticità derivanti dalla deroga.

In particolare, affinché la deroga possa essere concessa dall'Autorità, occorre dimostrare che:

- non vi siano rischi per la sicurezza del sistema elettrico nazionale;
- non vi siano rischi per la sicurezza della rete elettrica alla quale sono o saranno connessi gli impianti e/o i sistemi per i quali sia stata richiesta la deroga (sussistendo impatti trascurabili sulla qualità del servizio), né vi siano criticità per impianti industriali a rischio di incidente rilevante;
- non vi siano rischi per la sicurezza degli scambi transfrontalieri;
- l'analisi costi-benefici evidenzi che i requisiti previsti dai regolamenti, qualora applicati, comportino costi superiori ai benefici;
- il soggetto richiedente dimostri di porre in essere tutte le azioni nella propria disponibilità al fine di superare la necessità di una deroga e mitigarne le eventuali criticità (purché queste ultime siano ritenute accettabili ai sensi dei punti precedenti).

Ancora la delibera 273/2017/R/eel, prevede:

- l'impossibilità di concedere deroghe qualora vi siano già state richieste precedenti, formulate in ambito nazionale e in un contesto confrontabile, per le quali ci sia già stato un esito negativo;
- la possibilità di integrare ulteriormente i criteri per la concessione delle deroghe, anche con elementi più puntuali, a seguito della completa implementazione dei regolamenti europei.

Con la delibera 27 luglio 2017, 554/2017/R/eel, sono state classificate come tecnologie emergenti<sup>5</sup>, ai sensi del regolamento RfG, i gruppi di generazione venduti dalle società Baxi, Ökofen e SenerTec per i quali le medesime società hanno presentato richieste di deroga all'Autorità<sup>6</sup>. La classificazione tra le tecnologie emergenti, come previsto dal regolamento RfG, comporta la deroga totale alle disposizioni del medesimo regolamento RfG. I gruppi di generazione rientranti tra di esse, pertanto, possono essere connessi alle reti elettriche senza alcun obbligo di rispetto dei requisiti per la connessione previsti dal regolamento europeo. Inoltre, la delibera 554/2017/R/eel, dando attuazione al regolamento RfG, ha previsto che le società Baxi, Ökofen e SenerTec presentino all'Autorità, con cadenza bimestrale, un aggiornamento delle vendite dei gruppi di generazione classificati tra le tecnologie emergenti in Italia, nonché un aggiornamento sulle vendite dei medesimi gruppi di generazione nell'area sincrona Europa continentale. Qualora la capacità massima cumulativa di tutti i gruppi di generazione venduti in Italia e classificati tra le tecnologie emergenti superi il limite previsto dall'art. 67 del regolamento RfG (pari a 41,7 MW), tutte le classificazioni tra le tecnologie emergenti vengono ritirate dall'Autorità.

Con la delibera 3 agosto 2017, 581/2017/R/eel, e con riferimento al servizio di connessione alle reti elettriche degli impianti di

<sup>5</sup> Ai sensi dell'art. 66, paragrafo 2, del regolamento RfG, una tipologia di gruppo di generazione è ammessa tra le tecnologie emergenti a condizione che siano verificate tutte le seguenti condizioni:

- sia di tipo A (gruppo di generazione connesso ad un livello di tensione inferiore a 110 kV e con potenza di almeno 0,8 kW e al massimo pari a 1 MW);
- si avvalga di una tecnologia disponibile in commercio;
- le vendite cumulate di tale tecnologia all'interno di un'area sincrona al momento della domanda di classificazione tra le tecnologie emergenti non superino il 25% del massimo livello di capacità massima cumulativa (ai sensi dell'art. 67, paragrafo 1, del regolamento RfG, il livello massimo di capacità massima cumulativa dei gruppi di generazione classificati tra le tecnologie emergenti in un'area sincrona è pari allo 0,1% del carico massimo annuale nell'anno 2014 nella medesima area sincrona).

<sup>6</sup> Con la medesima delibera 554/2017/R/eel erano stati classificati come tecnologie emergenti anche i gruppi di generazione della società Viessmann, ma, a seguito della successiva richiesta presentata dalla medesima società, i predetti gruppi di generazione sono stati esclusi, con la delibera 845/2017/R/eel, dall'elenco delle tipologie di gruppi di generazione classificate come tecnologie emergenti.

produzione regolato con il *Testo integrato connessioni attive* (TICA), l'Autorità ha dato attuazione al decreto del Ministro dello sviluppo economico 16 marzo 2017, recante *Approvazione dei modelli unici per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microgenerazione ad alto rendimento e di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili*, semplificando le condizioni tecniche ed economiche per la connessione di impianti di microgenerazione ad alto rendimento ovvero di impianti di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili, eventualmente dotati di sistemi di accumulo, aventi tutte le seguenti caratteristiche:

- realizzati presso clienti finali già dotati di punti di prelievo attivi in bassa o media tensione;
- aventi potenza non superiore a quella già disponibile in prelievo;
- alimentati a biomassa, biogas, bioliquidi ovvero a gas metano o GPL;
- per i quali sia contestualmente richiesto l'accesso al regime dello scambio sul posto;
- ove ricadenti nell'ambito di applicazione del Codice dei beni e delle attività culturali, secondo quanto previsto dal decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, non determinino alterazione

dello stato dei luoghi e dell'aspetto esteriore degli edifici;

- aventi capacità di generazione inferiore a 50 kWe.

Inoltre, la medesima delibera 581/2017/R/eel prevede che le semplificazioni introdotte nella Variante V1 alla Norma CEI 0-21, in merito ai requisiti tecnici per la connessione degli impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W<sup>7</sup>, trovino applicazione dal 4 agosto 2017 (data di entrata in vigore della medesima).

Con la delibera 1 marzo 2018, 105/2018/R/eel, L'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla revisione delle modalità di determinazione del corrispettivo a copertura degli oneri di collaudo di impianti di rete, realizzati in proprio dai richiedenti, per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione di media e alta tensione, previa puntualizzazione del perimetro delle attività i cui costi vengono mediamente coperti per il suo tramite. Tale procedimento rappresenta una delle azioni conseguenti alle disposizioni di cui alla delibera 17 novembre 2016, 664/2016/E/eel con cui era stata conclusa l'indagine conoscitiva avviata con delibera 6 agosto 2015, 412/2015/E/eel<sup>8</sup>

## Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti

### Mercato della capacità

Per una dettagliata descrizione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità, si rinvia al Capitolo 2, Vol. II, delle

*Relazioni annuali 2015 e 2016.*

Il processo finalizzato all'avvio del Mercato della capacità ha richiesto, negli ultimi anni, la gestione in parallelo della relazione con la Commissione europea, ai fini della notifica e della decisione sulla

<sup>7</sup> La soglia prevista del regolamento RfG al di sotto della quale non trova applicazione obbligatoria nemmeno il medesimo regolamento europeo.

<sup>8</sup> La delibera 664/2016/E/eel, concludendo l'indagine conoscitiva avviata con la delibera 412/2015/E/eel e relativa ad analisi e verifiche di congruità sui costi degli impianti di rete per la connessione realizzati dai soggetti richiedenti la connessione di impianti di produzione, ha, tra l'altro, dato mandato alla Direzione Mercati (oggi Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale) di valutare l'opportunità di interventi di tipo regolatorio, con riferimento alla disciplina dei collaudi degli impianti di rete per la connessione realizzati dai richiedenti la connessione, tenendo conto, a tal fine, anche dell'aggiornamento delle modalità e condizioni contrattuali (MCC) operato dai gestori di rete in attuazione della delibera 558/2015/R/eel (recante una precedente modifica del TICA).



compatibilità della misura con la disciplina comunitaria sugli aiuti di stato, e del completamento del quadro di regole necessario ai fini dell'avvio delle aste di capacità.

Sul fronte europeo, dopo un articolato processo di prenotifica (cfr. Capitolo 2, Vol. II, della *Relazione annuale 2017*), il Ministero dello sviluppo economico nell'agosto 2017 ha notificato formalmente la misura alla Commissione. Quest'ultima, in data 7 febbraio 2018 e alla luce delle norme comunitarie sugli aiuti di stato, ha approvato il Mercato della capacità italiano, concludendo che la misura concepita dall'Italia contribuirà a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, tutelando nel contempo la concorrenza nel mercato unico. La Commissione ha inoltre ribadito come, a differenza di altri meccanismi di capacità esaminati e approvati, il Mercato della capacità italiano possiede elementi peculiari che ne garantiscono l'efficacia.

Sul fronte nazionale, nel corso del 2017, si è dato seguito al processo di revisione delle regole del Mercato della capacità avviato nel corso dell'anno precedente (cfr. Capitolo 2, Vol. II, della *Relazione annuale 2017*). Detto processo si è reso necessario, da un lato, per ottenere dalla Commissione la decisione di compatibilità rispetto alla normativa comunitaria sugli aiuti di stato, e dall'altro lato, per dare seguito alla proposta dell'Autorità di anticipare l'entrata in operatività del Mercato della capacità mediante la definizione di una fase di prima attuazione del meccanismo. Nell'ambito del citato processo, l'Autorità, con il documento per la consultazione 3 agosto 2017, 592/2017/R/eel, ha espresso i propri orientamenti rispetto a profili che risultano rilevanti per lo svolgimento delle prime aste del Mercato della capacità, tra i quali il prezzo di esercizio, la partecipazione attiva della domanda, i parametri economici per la definizione della curva di domanda, lo standard di adeguatezza, la relazione tra detto standard e i principali parametri economici del mercato e la gestione del rischio di esercizio del potere di mercato.

Per quanto attiene al prezzo di esercizio, l'Autorità ha posto in consultazione i valori dei parametri tecnici rilevanti per la determinazione dello stesso (componente combustibile, componente emissioni, componente smaltimento e componente altri oneri e rischi) e alcune modifiche e integrazioni alla metodologia di calcolo del prezzo esplicitata nello schema di disciplina di Terna. L'Autorità ha altresì descritto le ragioni a supporto dell'ipotesi di considerare

il gas naturale come combustibile di riferimento ai fini del calcolo del prezzo di esercizio. Al fine di limitare i rischi per gli operatori, l'Autorità ha infine delineato i criteri per la modifica della citata metodologia, chiarendo, per esempio, che le variazioni saranno soggette al principio di non retroattività.

In merito alla partecipazione della domanda al Mercato della capacità, l'Autorità ritiene che:

- la domanda, a differenza della produzione, non possa fornire adeguatezza ad altra domanda, ma, al più, possa decidere di provvedere autonomamente alla propria esigenza di adeguatezza;
- la domanda che intenda partecipare attivamente al Mercato della capacità non risulti penalizzata dal livello cui è fissato il prezzo di esercizio, in ragione del doppio ruolo ricoperto dalla domanda stessa nel caso assuma impegni di capacità (consumatore di adeguatezza e fornitore della stessa).

La domanda impegnata nel Mercato della capacità (DSR impegnata), che in relazione alla propria capacità, ha offerto sul citato mercato un premio non superiore al premio di equilibrio, è una domanda che implicitamente chiede sia che Terna non approvvigioni capacità di produzione per la sua adeguatezza, in quanto è in grado di provvedere autonomamente, sia che Terna non la includa nel novero dei soggetti che sostengono l'onere netto del Mercato. Le sopra descritte istanze implicite della DSR impegnata implicano che i flussi finanziari dal sistema del Mercato alla citata DSR e viceversa debbano essere tali da neutralizzare la posizione di quest'ultima all'interno del sistema. Al fine di assicurare la perfetta neutralizzazione della posizione della DSR impegnata rispetto al sistema del Mercato, l'Autorità è orientata a fare in modo che detta DSR non paghi e non riceva alcun premio e corrispettivo variabile a/da Terna con riferimento al Mercato e, contestualmente, che rispetti il requisito della distaccabilità selettiva. In altri termini, a fronte dell'obbligo di rendere disponibile la riduzione del proprio carico, alla DSR impegnata sarebbe riconosciuto il diritto di non sostenere il corrispettivo a copertura degli oneri derivanti dal Mercato. Queste considerazioni evidenziano come:

- il Mercato della capacità rimanga intrinsecamente uno strumento per l'approvvigionamento di capacità di produzione per la domanda, operante con un anticipo sufficiente a consentire la realizzazione di nuova capacità di produzione laddove quella esistente non sia sufficiente;



- nel caso in cui una parte della domanda sia DSR impegnata, vale a dire una parte della domanda non fruiscia del servizio di copertura offerto dal Mercato della capacità, detto mercato sia volto ad approvvigionare capacità di produzione soltanto per la domanda di capacità diversa dalla DSR impegnata;
- il prezzo di esercizio rimanga un parametro rappresentativo del costo variabile di produzione e non del costo marginale della domanda.

Con riferimento alle curve di domanda di capacità, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti in merito ai parametri economici delle curve elaborate secondo la metodologia consultata da Terna nel mese di gennaio 2017. Quest'ultima metodologia prevede che le curve di domanda siano definite, per ciascuna area, come interpolazione lineare di quattro punti. Sull'asse delle ascisse, Terna definirebbe, per ciascuna area, la capacità corrispondente a determinati livelli di adeguatezza definiti ex ante e misurati in termini di *Loss of Load Expectation* (LOLE), vale a dire di numero atteso di ore all'anno nelle quali la capacità di produzione disponibile non è tale da soddisfare strutturalmente la somma dei consumi e dei margini di riserva di potenza necessari a rispettare prefissati standard di sicurezza e di qualità del servizio. Sull'asse delle ordinate sarebbe rappresentata la volontà di pagare del sistema elettrico e, quindi, il premio (in euro/MW/anno) da riconoscere alle risorse selezionate, attraverso il meccanismo competitivo, in corrispondenza dei predetti livelli di adeguatezza. Il punto centrale di ciascuna curva presenterebbe un'ascissa pari alla quantità di capacità corrispondente all'obiettivo di adeguatezza e un'ordinata pari al costo fisso che occorre sostenere per rendere possibile la realizzazione di nuova capacità di punta.

Ancora nel documento per la consultazione 3 agosto 2017, 592/2017/R/eel, l'Autorità ha illustrato la relazione che intercorre tra l'obiettivo di adeguatezza espresso in termini di LOLE, il costo fisso della nuova capacità di generazione di punta (CONE) e il valore per il consumatore dell'energia non fornita ai fini dell'adeguatezza (VOLL). Questa relazione risulta, tra l'altro, rilevante in sede di scelta preventiva del valore obiettivo di LOLE, in quanto evidenzia la necessità di selezionare un valore che, in equilibrio, sia compatibile con il VOLL, dato il CONE corrispondente all'obiettivo di adeguatezza e il costo variabile della tecnologia di produzione di punta.

L'Autorità ha altresì consultato specifiche misure di gestione del rischio di esercizio del potere di mercato, per considerare il fatto che,

in base alle analisi elaborate da Terna, la fase di eccesso di offerta di capacità ai fini dell'adeguatezza potrebbe essere stata superata. Questa circostanza potrebbe avere un impatto rilevante sul grado di concorrenzialità atteso nelle prime aste del Mercato della capacità, al punto da rendere possibili esiti caratterizzati da esercizio di potere di mercato da parte dei titolari di capacità esistente, a causa dell'insufficiente pressione competitiva della capacità di nuova realizzazione. In tali condizioni, lo svolgimento delle procedure concorsuali della fase di prima attuazione potrebbe risultare critico a causa del rischio concreto che l'onere connesso al riconoscimento dei premi risulti particolarmente elevato, pur in presenza di un parco di generazione sostanzialmente invariato (per il limitato contributo atteso della capacità nuova).

Sempre secondo il documento per la consultazione 592/2017/R/eel, per l'implementazione della fase di prima attuazione, sarebbe pertanto necessario adottare misure volte a prevenire gli effetti dell'esercizio del potere di mercato da parte dei titolari della capacità esistente, al fine di proteggere il consumatore finale. Inoltre, per la medesima finalità, sarebbe opportuno procedere con cautela anche all'avvio della fase di piena attuazione, in considerazione delle difficoltà a stimare la pressione competitiva che la capacità nuova sarà in grado di esercitare. Detta pressione dipende da molteplici variabili, alcune delle quali esterne al sistema del Mercato della capacità, quali, per esempio, il livello delle barriere amministrative rappresentate dai processi autorizzativi. Inoltre, laddove la concorrenza potenziale dipende da parametri del sistema del Mercato della capacità, come la durata del periodo di pianificazione e del periodo di consegna e il valore massimo del premio per la capacità nuova, la reale efficacia delle scelte effettuate su detti parametri rispetto all'attivazione degli investimenti in nuova capacità può essere valutata soltanto a valle delle prime aste. Alla luce di ciò, l'Autorità ritiene opportuno, almeno nelle prime aste, differenziare il valore massimo del premio della capacità esistente dal valore massimo del premio della capacità nuova, adottando specifici accorgimenti per tener conto del graduale incremento del periodo di pianificazione. L'Autorità ha espresso l'orientamento a determinare il valore massimo del premio della capacità nuova in base al costo fisso della nuova capacità di punta, e a ritenere il valore massimo del premio della capacità esistente in linea con i costi fissi operativi annui per MW (esclusa la quota di ammortamento) della tecnologia di produzione programmabile prevalente nel parco di generazione esistente (ciclo combinato).

---

## Regolazione tecnica: impianti essenziali

---

---

### **Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime di reintegrazione dei costi ex art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14**

---

Il decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, art. 23, comma 3-bis, prevede che, sino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi tra la Sicilia e il Continente e degli altri interventi finalizzati all'incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare, le unità di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 MW (escluse quelle rinnovabili non programmabili) siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e debbano essere offerte sul mercato del giorno prima. La citata norma di rango primario stabilisce altresì che l'Autorità definisca le modalità di offerta e remunerazione delle predette unità, seguendo il criterio di puntuale riconoscimento per singola unità produttiva dei costi variabili e dei costi fissi di natura operativa, e di equa remunerazione del capitale residuo investito riconducibile alle stesse unità.

Ai sensi della delibera 23 ottobre 2014, 521/2014/R/eel, che definisce i criteri di offerta e remunerazione delle unità di produzione soggette alle disposizioni di cui all'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14, gli utenti del dispacciamento che dispongono di dette unità hanno titolo a ricevere, con cadenza annuale, un corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione per ciascuna delle citate unità, in relazione al periodo dall'1 gennaio 2015 alla data di entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi, avvenuta in data 28 maggio 2016. Il menzionato corrispettivo è pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti e i ricavi conseguiti nell'anno considerato.

Con la delibera 10 novembre 2017, 745/2017/R/eel, l'Autorità ha stabilito l'importo del corrispettivo di reintegrazione dei costi per l'anno 2015 con riferimento all'impianto CTE Nuce Nord di Erg Power Generation, incluso nel novero delle unità di produzione soggette al regime di reintegrazione dei costi ex art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14. Il corrispettivo riconosciuto è risultato

inferiore rispetto a quanto richiesto dall'utente del dispacciamento, in quanto, tra l'altro, sono state esclusi dal relativo calcolo oneri ritenuti non strettamente necessari al normale esercizio dell'impianto, quali le spese di pubblicità, promozione e rappresentanza e una quota delle spese generali indirette per servizi erogati da altre imprese del gruppo Erg.

Inoltre, al fine di contenere l'onerosità dell'esposizione finanziaria degli utenti titolari di unità soggette al regime di reintegrazione dei costi ex art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14 – unità degli impianti San Filippo del Mela di A2A Energiefuture, Milazzo di Edison Trading, Anapo, Guadalami, Porto Empedocle, Priolo e Termini Imerese di Enel Produzione, Trapani Turbogas di EP Produzione, CTE Nuce Nord di Erg Power Generation e Impsud e Isab Energy di Isab) – l'Autorità, con le delibere 5 dicembre 2017, 841/2017/R/eel, e 14 dicembre 2017, 863/2017/R/eel, ha previsto il riconoscimento di un acconto del corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2016 relativo alle medesime unità.

L'importo dell'acconto è stato determinato, per ciascun impianto, nel 70% della differenza tra il minor valore di riferimento per i costi fissi (e cioè tra l'importo dei costi fissi richiesti dall'utente del dispacciamento interessato e l'importo dei costi fissi *benchmark*) e il margine di contribuzione risultante dall'istanza di reintegrazione avanzata dallo stesso utente. I costi fissi *benchmark* sono stati definiti in funzione dei costi fissi riconosciuti relativi all'ultimo anno, con riferimento al quale è stata effettuata la determinazione del corrispettivo di reintegrazione e dei costi fissi stimati per il primo semestre dell'anno 2016 che l'utente del dispacciamento ha indicato nella relazione previsiva elaborata alla fine dell'anno 2015.

---

### **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**

---

**Essenzialità e regolazione asimmetrica su unità di produzione  
abilitate ex delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel**

Al termine di un processo articolato – avviato con le delibere 24

giugno 2016, 342/2016/E/eel, e 4 agosto 2016, 459/2016/E/eel, condotto in coordinamento con un procedimento parallelo dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) – l'Autorità, con la delibera 5 maggio 2017, 314/2017/R/eel, e alla luce degli impegni assunti da Enel Produzione, ha disposto l'ammissione al regime di reintegrazione dei costi dell'impianto Brindisi Sud del medesimo utente, ex delibera 9 giugno 2006, 111/06.

Con le delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel, l'Autorità ha avviato, anche con riferimento all'impianto Brindisi Sud, procedimenti per l'adozione di provvedimenti prescrittivi e/o di misure di regolazione asimmetrica, rispettivamente ai sensi dell'art. 2, comma 20, lett. d), della legge 14 novembre 1995, n. 481, e dell'art. 43, comma 5, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, volte a promuovere la concorrenza e garantire il buon funzionamento dei mercati mediante un efficace e proporzionato contrasto a condotte sui mercati all'ingrosso dell'energia e del servizio di dispacciamento suscettibili di compromettere la corretta interazione tra domanda e offerta, con effetti negativi sui mercati energetici. Inoltre, preso atto del fatto che l'impianto Brindisi Sud è risultato essenziale per la sicurezza del sistema elettrico per l'anno 2017, l'Autorità, con la delibera 27 ottobre 2016, 609/2016/R/eel, ha, tra l'altro, avviato il processo per l'individuazione del regime di essenzialità da applicare al citato impianto; e ha altresì chiarito che la regolazione sulle risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ex delibera 111/06 rappresenta una forma di regolazione asimmetrica, di cui all'art. 43, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, dato che le offerte attinenti alle menzionate risorse sono soggette a vincoli che limitano il potere dei relativi utenti nel mercato per il servizio di dispacciamento e contribuiscono a determinarne le condizioni competitive.

Con la delibera 28 dicembre 2016, 803/2016/R/eel, l'Autorità, oltre a stabilire l'ammissione al regime di reintegrazione dei costi di altri impianti di produzione oggetto dei procedimenti ex delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel (impianti San Filippo del Mela 220 kV di A2A Energiefuture e Fiumesanto di EP Produzione), ha disposto il proseguimento dell'istruttoria sull'istanza di ammissione al regime di reintegrazione dei costi avanzata da Enel Produzione per l'impianto Brindisi Sud, in coordinamento con l'AGCM. Quest'ultima, in seguito alla segnalazione dell'Autorità (delibera 6 settembre 2016, 477/2016/E/eel), aveva nel frattempo avviato un'istruttoria per accertare l'esistenza di una possibile violazione della

normativa antitrust con riferimento alle strategie di offerta dell'impianto Brindisi Sud adottate dal relativo utente del dispacciamento (procedimento A498A).

A seguito di un apposito *market test*, condotto anche con il supporto dell'Autorità, l'AGCM con il provvedimento 26562, ha reso obbligatori gli impegni presentati da Enel Produzione in data 19 aprile 2017 rispetto all'impianto Brindisi Sud, per gli anni 2017-2019. Gli impegni definitivi prevedono, tra l'altro, che:

- qualora l'impianto non sia assoggettato al regime di reintegrazione dei costi ed Enel Produzione consegua ricavi, al netto dei costi variabili riconosciuti, superiori a quanto indicato nel testo degli impegni, Enel Produzione restituisca gli importi eccedenti (c.d. impegno n.1);
- in caso di ammissione al regime di reintegrazione dei costi dell'impianto Brindisi Sud, Enel Produzione limiti volontariamente i costi fissi rilevanti ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione a un importo non superiore a quanto indicato nel testo degli impegni e, in ogni caso, significativamente inferiore rispetto ai costi fissi complessivi dell'impianto definiti secondo i criteri della delibera 111/06 (c.d. impegno n. 3);
- Enel Produzione accetti anche l'eventuale applicazione del regime di reintegrazione a decorrere dall'1 gennaio 2017.

In considerazione dei benefici attesi in termini di contenimento e stabilizzazione del corrispettivo *uplift*, l'Autorità, con la delibera 314/2017/R/eel, ha accolto, limitatamente all'anno 2017, l'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi avanzata da Enel Produzione per l'impianto Brindisi Sud, come integrata dall'impegno n.3 presentato da Enel Produzione all'AGCM nell'ambito degli impegni definitivi. Il citato provvedimento ha inoltre stabilito di:

- ammettere l'impianto Brindisi Sud al regime di reintegrazione dei costi a decorrere dall'1 gennaio 2017 ai fini della determinazione dell'omonimo corrispettivo, in modo tale da includere nel calcolo dello stesso anche il margine di contribuzione che Enel Produzione ha conseguito sul mercato elettrico con il menzionato impianto nell'anno 2017 sino all'entrata in vigore dei vincoli di offerta connessi al regime di reintegrazione ex delibera 111/06;
- applicare il regime di reintegrazione a decorrere dal secondo giorno successivo al giorno di pubblicazione del provvedimento di ammissione per quanto attiene all'applicazione dei vincoli

alle offerte previsti dal menzionato regime, all'implementazione delle attività dipendenti dalla determinazione del costo variabile riconosciuto rilevante ai fini della formulazione delle offerte e al calcolo dei ricavi figurativi sui mercati dell'energia;

- chiudere il procedimento ex delibera 342/2016/E/eel avente ad oggetto l'impianto Brindisi Sud, dato l'assoggettamento (in esito al procedimento medesimo) del citato impianto alla regolazione asimmetrica rappresentata dal regime di reintegrazione dei costi, con un rilevante risparmio rispetto all'applicazione dei criteri ex delibera 111/06, da intendersi a compensazione delle strategie adottate nell'anno 2016 per l'impianto in oggetto ed evidenziate con la stessa delibera 342/2016/E/eel;
- prevedere che, ai fini dell'implementazione dell'impegno n.1 nel biennio 2018-2019, qualora l'impianto non risulti più assoggettato al regime di reintegrazione dei costi, gli eventuali importi eccedenti rispetto al limite indicato negli impegni definitivi siano comunque versati da Enel Produzione a Terna e da quest'ultima destinati alla riduzione dei corrispettivi per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento.

Avendo successivamente Terna indicato l'impianto Brindisi Sud tra gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico anche per l'anno 2018, l'Autorità, con la delibera 28 dicembre 2017, 928/2017/R/eel, ha confermato l'ammissione al regime di reintegrazione dell'impianto anche per il suddetto anno, alla luce del permanere dei benefici netti attesi per i consumatori.

#### Corrispettivi di reintegro

Con le delibere 14 settembre 2017, 632/2017/R/eel e 633/2017/R/eel, e 19 ottobre 2017, 697/2017/R/eel, l'Autorità ha determinato il corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2014 in relazione, rispettivamente, agli impianti San Quirico di Edison Trading, San Filippo del Mela di A2A Energiefuture e Trapani Turbogas di Uniper Global Commodities. Per quanto attiene agli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV, i ricavi figurativi per assenza di offerte non giustificata da indisponibilità sono stati determinati applicando una ponderazione dei valori dei combustibili basata sui consumi effettivi registrati su base annua. Ciò al fine di ovviare all'ingiustificata sovrastima di detti ricavi che sarebbe derivata nel caso in cui fosse stata adottata la tipica metodologia di ponderazione usata per il calcolo del costo variabile riconosciuto rilevante per la reintegrazione e fondata sui consumi effettivi registrati su base oraria.

Con la delibera 16 novembre 2017, 760/2017/R/eel, l'Autorità ha accolto l'istanza di Ottana Energia di modifica del corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2014 relativo all'impianto Ottana, in quanto volta a considerare, ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione per il medesimo anno, l'ammontare di titoli di efficienza energetica effettivamente conseguito. Con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha inoltre definito il corrispettivo di reintegrazione relativo allo stesso impianto per l'anno 2015, considerando l'impegno assunto ex ante da Ottana Energia, che consisteva nel limitare la richiesta di reintegrazione dei costi fissi di impianto, detratti i relativi ricavi di competenza, a un importo non superiore a una cifra predefinita.

Con la delibera 30 novembre 2017, 797/2017/R/eel, l'Autorità ha stabilito il corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2015 rispetto all'impianto Montemartini di Acea Energia, riducendo i costi fissi rilevanti ai sensi della disciplina di riferimento e in ragione del fatto che il tasso di indisponibilità dell'impianto nel suddetto anno è risultato superiore al tasso medio storico relativo ai tre anni precedenti.

#### Acconti sui corrispettivi di reintegro

Con la delibera 863/2017/R/eel, l'Autorità ha previsto il riconoscimento di un acconto del corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2016 in relazione agli impianti che, nel medesimo anno, sono stati soggetti all'omonimo regime ex delibera 111/06 (Montemartini di Acea Energia, Assemini e Portoferraio di Enel Produzione e Ottana Biopower di Ottana Energia). L'acconto è stato definito in modo da mantenere un margine di sicurezza per eventuali imprecisioni compiute dagli utenti del dispacciamento interessati nel calcolo del margine di contribuzione e dei costi fissi o da Terna nell'elaborazione dei dati sulle indisponibilità.

Per quanto riguarda l'anno 2017, l'Autorità si è espressa in merito alle istanze di riconoscimento di un acconto semestrale del corrispettivo di reintegrazione con le delibere 2 novembre 2017, 735/2017 /R/eel (impianti Assemini, Porto Empedocle e Portoferraio di Enel Produzione), 10 novembre 2017, 744/2017/R/eel (impianto Brindisi Sud di Enel Produzione), 23 novembre 2017, 779/2017/R/eel (impianto San Filippo del Mela 220 kV di A2A Energiefuture), 30 novembre 2017, 798/2017/R/eel (impianto Fiumesanto di EP Produzione) e 5 dicembre 2017, 843/2017/R/eel (impianto Trapani Turbogas di EP Produzione).

Ai sensi della disciplina dell'essenzialità, per ciascuno dei menzionati impianti, è stato riconosciuto un acconto pari alla differenza tra l'importo risultante dalla somma dei costi variabili del primo semestre dell'anno 2017 con il minor valore tra la stima aggiornata dei costi fissi relativi al medesimo semestre e il 50% della stima dei costi fissi indicata nell'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi, e l'importo dei ricavi riconosciuti del semestre stesso. Nel caso degli impianti oggetto dei procedimenti ex delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel (impianti Brindisi Sud, Fiumesanto e San Filippo del Mela 220 kV), si è altresì considerato il vincolo al riconoscimento dei costi fissi rappresentato dal 50% dell'importo massimo (volontariamente indicato da ciascun utente interessato) dei costi fissi annui riconoscibili per la determinazione del corrispettivo di reintegrazione. Dall'applicazione di detto vincolo è derivato il riconoscimento di un importo del corrispettivo inferiore a quanto richiesto dagli utenti interessati nel caso per gli impianti Brindisi Sud e San Filippo del Mela 220 kV.

#### Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

Nel corso del 2017, con la delibera 12 maggio 2017, 331/2017/R/eel, l'Autorità ha ammesso al regime di reintegrazione l'impianto Rosen 132 kV di Engie Italia per il periodo compreso tra il 15 maggio 2017 (giorno successivo alla data di scadenza della relativa convenzione CIP 6/92) e il 31 dicembre 2017. Ai fini dell'ammissione, il soggetto titolare dell'impianto ha aggiornato l'istanza precedentemente comunicata, in modo da renderla conforme ai criteri che, con la delibera 28 dicembre 2016, 802/2016/R/eel, l'Autorità aveva definito per gestire i casi di impianti – come appunto l'impianto Rosen 132 kV – che generano flussi energetici ulteriori rispetto all'energia elettrica immessa nella rete di trasmissione nazionale.

L'impianto Centrale elettrica di Capri di Sippic è stato ammesso in forma condizionata al regime di reintegrazione con la delibera 28 giugno 2017, 491/2017/R/eel. Detto impianto è stato dichiarato da Terna singolarmente essenziale per la sicurezza del sistema elettrico a decorrere dalla data di ingresso in esercizio del collegamento 150 kV Capri-Torre Centro e sino all'entrata in operatività del secondo collegamento 150 kV Capri-Sorrento e del riclassamento a 150 kV della rete Sorrento-Vico Equense-Agerola-Lettere. Il completamento dell'insieme degli interventi sopra menzionati è previsto entro l'anno 2022.

Con l'ingresso in esercizio del collegamento 150 kV Capri-Torre Centro, l'attività di produzione svolta da Sippic mediante l'impianto

Centrale elettrica di Capri si trasforma da attività esclusivamente asservita alla gestione verticalmente integrata di un sistema elettrico permanentemente isolato ad attività a servizio di Terna nell'ambito di un sistema elettrico tipicamente interconnesso, ma ancora soggetto a periodi di assetto isolato, in caso di indisponibilità del collegamento. La trasformazione appena descritta richiede una parallela evoluzione della configurazione della regolazione applicata all'attività di produzione svolta da Sippic, così da tener conto del ruolo assunto da detto impianto in termini di risorsa indispensabile per Terna ai fini della sicurezza del sistema elettrico. Anche con questa finalità, la delibera 491/2017/R/eel prevede di:

- assoggettare l'impianto al regime di reintegrazione ex delibera 111/06, accogliendo l'istanza di ammissione pluriennale avanzata da Sippic, così da applicare all'impianto medesimo una disciplina che, rispetto al sistema di integrazione tariffaria storicamente adottato, è concentrata sull'attività di produzione e fondata su criteri che rendono il grado di copertura dei costi dipendente dalle performance dell'impianto e dalla realizzazione ed entrata in operatività degli investimenti;
- fissare i parametri tecnico-economici rilevanti per l'applicazione del regime di reintegrazione dei costi;
- dichiarare ammissibili, limitatamente alla parte che attiene all'attività di produzione, gli investimenti sull'impianto volti a migliorare l'affidabilità dello stesso e renderne più sostenibile l'attività sotto il profilo ambientale;
- consentire la formulazione di istanze di acconto del corrispettivo di reintegrazione con cadenze che tengano conto delle specifiche esigenze della gestione finanziaria dell'impianto;
- indicare i criteri per la determinazione del periodo nel quale l'impianto Capri è soggetto alla disciplina di essenzialità ex delibera 111/06;
- escludere che, per il periodo menzionato, l'impianto possa essere remunerato attraverso il sistema di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori, di cui all'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, al fine di evitare che possa beneficiare di una doppia remunerazione.

In particolare, per quanto attiene al periodo di applicazione della disciplina ex delibera 111/06, l'impianto è ammesso al regime di reintegrazione sino al 31 dicembre 2022, a decorrere dal giorno successivo alla data in cui siano soddisfatte un insieme di condizioni,

tra cui: l'entrata in esercizio del collegamento 150 kV Capri-Torre Centro; la stipula del contratto di dispacciamento avente ad oggetto l'impianto Centrale elettrica di Capri; l'adempimento, da parte dell'utente del dispacciamento titolare dell'impianto, degli obblighi previsti dalla normativa sul dispacciamento e dal Codice di rete di Terna; la possibilità che l'impianto possa fornire il servizio per il quale è stato dichiarato essenziale da Terna, rispettando i vincoli previsti dal regime di reintegrazione ex delibera 111/06 e gli altri vincoli cui è soggetto l'impianto medesimo (es. derivanti dalla normativa ambientale).

Con le delibere 27 dicembre 2017, 910/2017/R/eel, 911/2017/R/eel e 912/2017/R/eel, l'Autorità ha accolto le istanze di ammissione al regime di reintegrazione presentate da Enel Produzione per gli impianti Assemini e Portoferraio, con riferimento all'anno 2018, e da Ottana Energia per l'impianto Ottana Biopower, rispetto al biennio 2018-2019. L'Autorità ha valutato positivamente dette istanze in ragione del maggior beneficio atteso per i consumatori nel prevedere che i menzionati impianti siano assoggettati al regime di reintegrazione piuttosto che stabilire che siano espunti dall'elenco degli impianti essenziali e, conseguentemente, liberati dai vincoli di offerta previsti dagli artt. 64 e 65 della delibera 111/06.

#### **Regime ordinario e regime di reintegrazione**

Con le delibere 20 aprile 2017, 274/2017/R/eel, 28 giugno 2017, 491/2017/R/eel, 17 ottobre 2017, 688/2017/R/eel, 19 ottobre 2017, 696/2017/R/eel, 30 novembre 2017, 799/2017/R/eel, 27 dicembre 2017, 913/2017/R/eel, l'Autorità ha definito la regolazione attinente al regime ordinario e al regime di reintegrazione dei costi per gli anni 2017 – limitatamente agli impianti Rosen 132 kV e Brindisi Sud – e 2018. Il regime ordinario prevede che l'utente del dispacciamento riceva, per ciascuna unità di produzione, un corrispettivo pari, in ciascuna ora, all'eventuale differenza positiva tra il costo variabile ammesso dall'Autorità e il prezzo del mercato del giorno prima. Il corrispettivo per un impianto essenziale in regime di reintegrazione è invece pari alla differenza tra i costi di produzione ammessi in relazione all'impianto considerato e i ricavi dallo stesso conseguiti dal momento dell'inserimento nell'elenco degli impianti essenziali al termine di validità dell'elenco medesimo.

La delibera 274/2017/R/eel ha ad oggetto i parametri tecnico-economici rilevanti per la determinazione del costo variabile riconosciuto dell'impianto Rosen 132 kV per l'anno 2017. In merito a detti parametri, ai sensi della delibera 6 dicembre 2016, 740/2016/R/

eel, Terna ha formulato una proposta che considera il fatto che il menzionato impianto genera flussi energetici ulteriori rispetto all'energia elettrica immessa nella Rete di trasmissione nazionale e che il titolare dell'impianto (Rosen Rosignano Energia) ha richiesto alcuni adattamenti al fine di tenere conto delle peculiarità tecniche dello stesso. Con la delibera 274/2017/R/eel, l'Autorità ha accolto le istanze di Rosen Rosignano Energia per quanto attiene agli standard di rendimento e di emissione, mentre le ha rigettate rispetto allo standard di smaltimento, per carenza di elementi giustificativi.

Nel corso del 2017, Enel Produzione si è avvalsa della facoltà di richiedere cambiamenti ai parametri per la determinazione del costo variabile riconosciuto delle unità dell'impianto Brindisi Sud, motivando la scelta con l'esigenza di adattare i processi operativi a quanto prescritto in data 28 settembre 2017 dall'Autorità giudiziaria rispetto al medesimo impianto. L'istanza di Enel Produzione è stata accolta con la delibera 688/2017/R/eel, che ha altresì definito la decorrenza dell'efficacia delle modifiche dei parametri ai fini della reintegrazione e della formulazione delle offerte.

Con la delibera 696/2017/R/eel, l'Autorità ha approvato le proposte di Terna in merito agli standard delle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche e alle percentuali standard per la valorizzazione degli sbilanciamenti, per l'anno 2018. Con riferimento al regime di reintegrazione dei costi, inoltre, ha confermato per l'anno 2018 il tasso di remunerazione del capitale valido per l'anno 2017, compensando l'incremento del tasso derivante dall'aumento del tasso di rendimento delle attività prive di rischio con una corrispondente riduzione volta a tenere conto dell'accelerazione nel riconoscimento degli acconti del corrispettivo di reintegrazione, resa possibile dall'adozione della delibera 491/2017/R/eel.

I parametri per il calcolo del costo variabile riconosciuto degli impianti indicati nell'elenco degli impianti essenziali per l'anno 2018 sono stati approvati con le delibere 799/2017/R/eel (impianti Assemini, Brindisi Sud, Fiumesanto, Montemartini, Ottana Biopower, Porcari, Porto Empedocle, Portoferraio, Rosen 132 kV e San Filippo del Mela) e 913/2017/R/eel (impianto Centrale elettrica di Capri). Con la delibera 799/2017/R/eel, l'Autorità ha altresì approvato, per l'anno 2018, le proposte di Terna sui parametri per l'individuazione dei volumi strettamente necessari a implementare i programmi sotto il profilo tecnico, come modificate – nel caso degli impianti



Fiumesanto e San Filippo del Mela – dalle istanze avanzate, rispettivamente, da EP Produzione e A2A Energiefuture.

Nell'ambito del regime di reintegrazione, infine, la delibera 633/2017/R/eel ha integrato la metodologia di determinazione dei ricavi figurativi dovuti ad assenza di offerte non giustificata da indisponibilità, al fine di evitare che detti ricavi siano sovrastimati nel caso delle unità alimentate da più combustibili. In particolare, per questa fattispecie, la menzionata delibera prevede di:

- confermare – in sede di determinazione del costo variabile convenzionale che l'utente avrebbe sostenuto per il funzionamento dell'unità nel caso in cui essa fosse stata offerta e accettata – l'applicazione della configurazione del costo variabile rilevante per la reintegrazione nel calcolo dei suddetti ricavi figurativi, in quanto, nel caso degli impianti alimentati da più di un combustibile, detta configurazione, a differenza di quella del costo variabile rilevante per la formulazione delle offerte, prevede che la ponderazione per il calcolo della componente combustibile sia basata su dati oggettivi (consumi effettivi invece che consumi attesi);
- effettuare – con riferimento alle ore in cui i consumi effettivi di tutti combustibili risultino nulli – la ponderazione del valore dei combustibili in funzione dei consumi effettivi registrati su base annua.

---

### **Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime alternativo**

---

Il regime alternativo di essenzialità, che è caratterizzato da obblighi

e remunerazione semplificati rispetto ai regimi tipici, prevede la stipula di un contratto, tra Terna e l'utente del dispacciamento titolare degli impianti essenziali, disciplinato dall'art. 65-*bis* della delibera 111/06.

Con la delibera 696/2017/R/eel, l'Autorità ha definito i parametri tecnico-economici rilevanti per l'applicazione del regime alternativo alla capacità di produzione essenziale, determinando, per ciascun utente del dispacciamento titolare della stessa (CVA Trading, Enel Produzione, Eni e Isab), le quantità di potenza minima di impegno, il prezzo massimo a salire, il prezzo minimo a scendere e il corrispettivo fisso. Nell'individuazione delle citate quantità, alla luce dei fenomeni evidenziati nell'ambito dei procedimenti ex delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel, sono state adottate ipotesi cautelative in merito alla programmazione attesa in esito ai mercati dell'energia degli impianti di produzione. I valori dei parametri economici (prezzi e corrispettivo fisso) sono stati fissati in funzione della struttura di costo standard di un impianto turbogas a ciclo aperto.

I parametri tecnico-economici per l'applicazione del regime alternativo di essenzialità sono stati aggiornati per Enel Produzione, con la delibera 5 dicembre 2017, 842/2017/R/eel, in quanto il menzionato utente, ai sensi della disciplina vigente, ha manifestato l'intenzione di aderire al regime alternativo soltanto per le quantità di potenza essenziale di una parte degli impianti o di raggruppamenti di impianti indicati nella delibera 696/2017/R/eel.

Infine, con la delibera 21 dicembre 2017, 891/2017/R/eel, l'Autorità ha approvato le proposte contrattuali avanzate da Terna in relazione agli utenti del dispacciamento che hanno aderito al regime alternativo per l'anno 2018 (CVA Trading, Enel Produzione, Eni e Isab).

---

## Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

---

Nel corso del 2017, l'Autorità ha portato avanti i procedimenti prescrittivi avviati con la delibera 342/2016/E/eel, in esito alle risultanze dell'attività di monitoraggio svolta ai sensi del *Testo Integrato per il monitoraggio del mercato all'ingrosso e del mercato per il servizio di dispacciamento* (TIMM) e riguardante, in particolare, il periodo

compreso tra gennaio 2015 e luglio 2016.

Al completamento della fase istruttoria, che ha visto il coinvolgimento di oltre cento utenti del dispacciamento in prelievo e in immissione, titolari di unità non abilitate a fornire servizi sul Mercato per il servizio del dispacciamento (MSD), l'Autorità ha adottato

più di cento provvedimenti prescrittivi ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera d) della legge 481/95, finalizzati alla restituzione degli importi dai medesimi soggetti indebitamente conseguiti tramite la regolazione economica dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio. In particolare, l'Autorità ha contestato il mancato rispetto dei principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza che dovrebbero caratterizzare il comportamento di un operatore nell'ambito del servizio di dispacciamento, ai sensi di quanto previsto dall'art. 14, comma 6, della delibera 111/06. Gli importi oggetto dell'intervento prescrittivo andranno a riduzione del corrispettivo *uplift* a beneficio della generalità dei clienti finali, come anticipato nella delibera 14 ottobre 2016, 575/2016/R/eel.

Con i suddetti provvedimenti prescrittivi, è stato inoltre garantito un supplemento di istruttoria agli operatori al fine di consentire la presentazione di ulteriori elementi fattuali utili per rivedere la loro posizione rispetto alle determinazioni della misura prescrittiva.

Nel periodo dicembre 2017- aprile 2018, l'Autorità ha confermato 68 provvedimenti prescrittivi, rivedendo in alcuni casi l'applicazione dell'intervento prescrittivo al fine di tenere conto delle specificità operative che, sulla base della documentazione di dettaglio fornita dai soggetti interessati nonché dell'utilizzo di opportune metodologie statistiche, risultavano aver inciso sulla condotta di programmazione dai medesimi adottata nel periodo di indagine. In assenza dell'invio di tale ulteriore idonea documentazione da parte degli utenti di dispacciamento, alcuni procedimenti si sono conclusi direttamente con la quantificazione e successiva fatturazione da parte di Terna dei conguagli relativi alle partite economiche contestate.

La chiusura dei singoli procedimenti prescrittivi non ha precluso l'avvio di altrettanti procedimenti sanzionatori per violazione della disciplina del dispacciamento.

In 21 casi i procedimenti prescrittivi si sono conclusi invece con un'archiviazione che, in 11 casi, ha anche escluso ogni conseguenza di natura sanzionatoria.

La delibera 342/2016/E/eel aveva anche prospettato l'adozione di

misure di regolazione asimmetrica ai sensi dell'art. 43, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, nei confronti di alcuni utenti del dispacciamento, titolari di unità di produzione abilitate alla presentazione di offerte sull'MSD, che risultavano aver adottato strategie di trattenimento di capacità sullo stesso MSD nel secondo trimestre 2016, costringendo Terna ad accettare offerte di minimo tecnico a prezzi particolarmente elevati.

In seguito alle segnalazioni del GME e di Terna, che avevano evidenziato variazioni nel comportamento di offerta di altri utenti del dispacciamento, con la delibera 459/2016/E/eel, l'Autorità ha avviato nuovi procedimenti individuali nei confronti di tali soggetti. A valle degli approfondimenti svolti, con la delibera 477/2016/E/eel, l'Autorità ha segnalato all'AGCM, ai sensi della normativa nazionale ed europea, la potenziale violazione della disciplina della concorrenza da parte di alcuni utenti del dispacciamento titolari di unità produttive abilitate al mercato per il servizio di dispacciamento. Facendo seguito a tale segnalazione, l'AGCM, in data 29 settembre 2016, ha avviato due istruttorie nei confronti, rispettivamente, delle società Enel Produzione e Sorgenia, per accertare l'esistenza di una possibile violazione dell'art. 3, lettera a), della legge 10 ottobre 1990, n. 287, o dell'art. 102, lettera a), del Trattato sul Funzionamento dell'Unione europea.

Le suddette istruttorie si sono concluse nel mese di maggio 2017 senza l'accertamento dell'illegittimità delle condotte e con l'accettazione, da parte dell'AGCM, degli impegni presentati da Enel Produzione per autolimitare la redditività del proprio impianto di produzione nell'area di Brindisi. Successivamente, l'Autorità, con la delibera 928/2017/R/eel, ha accolto l'istanza di Enel Produzione di ammissione al regime di reintegrazione dei costi relativa all'impianto di Brindisi, per l'anno 2018, in applicazione dell'impegno presentato all'AGCM.

Con i primi provvedimenti prescrittivi in materia di sbilanciamenti non diligenti, l'Autorità, anche al fine di fornire un quadro certo e chiaro a tutti i numerosi operatori coinvolti, ha escluso l'ipotesi di violazione dell'art. 5 del regolamento (UE) 1227/2011 (c.d. REMIT) che aveva formulato in sede di avvio dei procedimenti individuali con la delibera 342/2016/E/eel.



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

In attuazione del TIQE, con la delibera 30 novembre 2017, 793/2017/R/eel, si è chiuso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2016, dei premi e delle penalità relativi alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. In materia di regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni senza preavviso sono stati riconosciuti complessivamente 17,7 milioni di euro di premi al netto delle penalità, così ripartiti:

- penalità pari a 5,3 milioni di euro per la durata delle interruzioni (saldo fra 15,3 milioni di euro di premi e 20,6 milioni di euro di penalità);
- premio pari a 22,9 milioni di euro per il numero di interruzioni (saldo fra 37,6 milioni di euro di premi e 14,7 milioni di euro di penalità).

Nell'ambito del procedimento succitato, gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto cinque verifiche ispettive previste dalla delibera 18 maggio 2017, 339/2017/E/eel. Due verifiche hanno riguardato e-distribuzione, relativamente ai centri di telecontrollo di Brescia e Palermo, mentre altre tre verifiche sono state effettuate presso ASM Voghera, Consorzio elettrico di Storo società cooperativa e Deval. Per ASM Voghera e Deval sono state riscontrate alcune non conformità di sistema, previste dall'Indice di sistema di registrazione (ISR), attestante l'adeguatezza

complessiva del sistema di registrazione), che hanno comportato una diminuzione del premio per gli ambiti sottoposti a verifica. Con la delibera 29 marzo 2018, 179/2018/R/eel, il Consorzio elettrico di Storo società cooperativa, a seguito di verifica ispettiva, è stato escluso dalla regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni senza preavviso per il periodo 2016-2023, e ha ricevuto intimazione ad adeguare il proprio sistema di registrazione delle interruzioni e delle segnalazioni e chiamate telefoniche, nonché a predisporre con urgenza un piano di emergenza conforme alla Guida CEI 0-17 *Linee guida per la predisposizione dei piani di emergenza dei distributori di energia elettrica*.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio 2016, gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto tre verifiche ispettive previste dalla delibera 20 aprile 2017, 260/2017/E/eel, nei confronti di imprese distributrici che non partecipano della regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni senza preavviso. Per il Consorzio elettrico industriale di Stenico con la delibera 8 giugno 2017, 408/2017/E/eel, e per l'Azienda elettrica comunale di Vipiteno con la delibera 22 giugno 2017, 448/2017/E/eel, sono state determinate penalità in quanto sono state riscontrate alcune non conformità previste dall'indice di sistema di registrazione ISR. Si conferma la difficoltà delle imprese distributrici di minore dimensione nell'assicurare la corretta registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Sempre con la delibera 793/2017/R/eel sono stati assegnati premi, pari a 42.000 euro, relativi alla regolazione incentivante le funzionalità innovative delle reti di distribuzione nelle aree a elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile (osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse

sulle reti MT e regolazione di tensione delle reti di distribuzione MT).

Con riferimento ai dati di continuità del servizio elettrico del 2016, l'Autorità ha pubblicato nel marzo 2018 la quinta graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni, disponibile nel 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.

Con la delibera 14 dicembre 2017, 861/2017/R/eel, sono stati apportati aggiornamenti al TIQE:

- per effetto dell'aumento dell'intensità e della frequenza di accadimento di eventi meteorologici severi e di vasta estensione, è stata introdotta la possibilità per le imprese distributrici, con vantaggi più evidenti per quelle di minori dimensioni, di richiedere al Fondo per eventi eccezionali l'anticipo delle somme da corrispondere agli utenti BT e MT in indennizzi automatici per interruzioni di lunga durata dovute a forza maggiore, a condizione che tali somme superino il 15% dei ricavi riconosciuti annualmente per l'attività di distribuzione; in assenza dell'aggiornamento la regolazione avrebbe potuto comportare rilevanti esposizioni finanziarie per le imprese, dal momento che prescriveva dapprima il pagamento degli indennizzi automatici agli utenti BT e MT e solo successivamente la possibilità di richiedere il reintegro al Fondo per Eventi Eccezionali;
- ai fini del computo dei tempi di esecuzione delle prestazioni soggette a livelli specifici e generali di qualità commerciale del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica sono stati esclusi il giorno della richiesta da parte dell'utente e il giorno del Santo Patrono.

---

### Resilienza del sistema elettrico

---

Nel 2017 è continuata l'azione dell'Autorità finalizzata a promuovere

l'incremento della resilienza delle reti elettriche. La resilienza delle reti elettriche è rappresentabile attraverso due caratteristiche tra loro complementari: la capacità del sistema elettrico di resistere alle sollecitazioni meccaniche, strettamente dipendente dai limiti di progetto e dal tipo di avversità meteorologica (cosiddetta tenuta alle sollecitazioni), e la capacità del sistema elettrico di riportarsi, dopo il verificarsi di interruzioni, in uno stato di funzionamento accettabile, anche con interventi provvisori (c.d. ripristino). Il Tavolo resilienza, istituito nel 2016 e coordinato dagli Uffici dell'Autorità, ha ulteriormente approfondito le metodologie applicabili dagli operatori di rete mirate a individuare le parti più a rischio delle reti elettriche in relazione ai diversi fenomeni meteorologici avversi, quali i manicotti di ghiaccio sulle linee aeree in conduttori nudi, la caduta di alberi ad alto fusto, siti al di fuori della fascia di rispetto sulle linee aeree a causa del peso eccessivo della neve, gli allagamenti e le inondazioni per precipitazioni intense nelle cabine di trasformazione della rete interrata, ecc. (c.d. fattori di rischio). Da inizio 2018, nell'ambito del Tavolo resilienza, sono stati costituiti alcuni sottogruppi di lavoro, coordinati dagli operatori, per le analisi dei diversi fattori di rischio. Con la delibera 9 marzo 2017, 127/2017/R/eel, sono state introdotte nuove disposizioni per gli operatori di rete (in vigore dall'1 ottobre 2017) aventi l'obiettivo di accelerare il ripristino del servizio di distribuzione dell'energia elettrica nei casi di emergenza dovuti a fenomeni meteorologici avversi. Tale delibera:

- sancisce il principio per cui la responsabilità delle interruzioni di lunga durata, seppur innescate da cause di forza maggiore, diventa a carico degli operatori di rete oltre 72 ore dall'inizio dell'interruzione;
- prevede indennizzi automatici per i consumatori sino al decimo giorno di interruzione, triplicandone l'ammontare massimo rispetto alla situazione vigente sino al 30 settembre 2017.

Nella prima parte del 2017 Terna e i principali distributori hanno elaborato e trasmesso all'Autorità una versione preliminare dei Piani di lavoro finalizzati all'individuazione delle parti più deboli della rete di distribuzione, in applicazione delle Linee guida approvate con la determina della Direzione Infrastrutture del 7 marzo 2017, n. 2/2017. L'esame di tali Piani ha consentito all'Autorità di sviluppare il documento per la consultazione 21 settembre 2017, 645/2017/R/eel, nel quale sono stati sviluppati orientamenti, principalmente rivolti al settore della distribuzione, in tema di:

- incentivazione reputazionale, per dare maggiore impulso alla

fase di pianificazione e pubblicazione degli interventi di incremento della resilienza delle reti elettriche e, per le imprese distributrici di maggiori dimensioni, per stimolare un graduale passaggio dagli attuali Piani di sviluppo a Piani integrati di distribuzione;

- incentivazione economica per l'incremento della tenuta delle reti alle sollecitazioni causate da fenomeni meteorologici avversi;
- incentivazione economica per migliorare l'efficacia del ripristino della fornitura in seguito a disalimentazioni causate da fenomeni meteorologici avversi.

In esito parziale al documento per la consultazione 645/2017/R/eel, con la delibera 25 gennaio 2018, 31/2018/R/eel, sono state approvate le *Direttive per l'integrazione di sezioni relative alla resilienza del sistema elettrico nei piani di sviluppo delle imprese distributrici*. Tali direttive riguardano l'incentivazione reputazionale e sono al momento riferibili al solo aspetto della resilienza concernente la tenuta delle reti alle sollecitazioni meccaniche; le direttive, tuttavia, pongono le basi per il futuro sviluppo della regolazione riguardante il ripristino della fornitura e l'incentivazione economica. La delibera 31/2018/R/eel, che ha aggiornato il TIQE, ha introdotto obblighi di predisposizione dei Piani per la resilienza per tutte le imprese distributrici, e di integrazione dei Piani di sviluppo con sezioni dedicate all'incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica per le principali imprese distributrici. Il Piano per la resilienza deve:

- avere un orizzonte almeno triennale;
- essere elaborato in modo coordinato con Terna e con le imprese distributrici interconnesse e sottese;
- includere gli interventi per contenere il rischio di disalimentazione a fronte dei principali fattori di rischio che possono avere impatto sulla propria rete di distribuzione.

Per le sole principali imprese distributrici, tale obbligo è soddisfatto costituendo un'apposita sezione dedicata all'incremento della resilienza all'interno del Piano di sviluppo della rete di distribuzione. Per principali imprese distributrici si intendono:

- dal 2018, le imprese distributrici con più di 300.000 utenti;
- dal 2019, con facoltà di anticipare al 2018, le imprese distributrici soggette all'obbligo di pubblicazione del proprio piano di sviluppo ai sensi del TICA, in sostanza quelle con più di 100.000 utenti;

- dal 2020, con facoltà di anticipare al 2018 o al 2019, anche le imprese distributrici con meno di 100.000 utenti direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale.

L'apposita sezione del Piano di sviluppo della rete di distribuzione dedicata all'incremento della resilienza, corredata di specifiche informazioni su ciascun intervento o raggruppamento di interventi, deve essere pubblicata sul sito internet di ciascuna "principale impresa distributtrice" entro il 30 giugno di ciascun anno (con avanzamento al 31 dicembre dell'anno precedente l'orizzonte del piano).

### Nuovo meccanismo di regolazione output-based dei servizi di distribuzione dell'energia elettrica: le interruzioni programmate

Con la delibera 6 ottobre 2016, 549/2016/R/eel, che ha aggiornato il TIQE, è stata approvata la *Regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica*.

In attuazione del TIQE, con la delibera 7 settembre 2017, 612/2017/R/eel, sono stati pubblicati i livelli di partenza e i livelli obiettivo, per il periodo 2017-2019, per gli ambiti territoriali ammessi al meccanismo sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso.

### Aggiornamento della regolazione della qualità della tensione

Tra le finalità della regolazione della qualità della tensione vi sono quelle di assicurare un livello adeguato di qualità della tensione, di ridurre le differenze di prestazione tra le reti di distribuzione di energia elettrica sul territorio nazionale e di disporre di indicatori di qualità affidabili, comparabili e verificabili, al fine di consentire una adeguata informazione agli utenti interessati dai disturbi di qualità della tensione.

Sinora il parametro di qualità di tensione oggetto di maggiore attenzione da parte dell'Autorità è il buco di tensione. A seguito di precedenti disposizioni dell'Autorità, attualmente tutte le semisbarre MT delle cabine primarie della distribuzione sono equipaggiate con apparecchiature in grado di registrare i buchi di tensione che interessano le forniture MT a esse sottese. Tali buchi di tensione possono avere origine sulla rete MT o sulla rete AT. Con la delibera 861/2017/R/eel è stato aggiornato il TIQE, e in particolare:

- è stata fissata al 30 settembre di ogni anno la data entro la quale le imprese distributrici devono comunicare ai propri utenti MT i dati relativi ai buchi di tensione che li hanno interessati nell'anno precedente;
- è stato disposto che l'informazione relativa all'origine dei buchi di tensione, seppur oggetto di registrazione, non debba essere comunicata agli utenti MT.

Infine, con la determina 12/2017 la Direzione Infrastrutture ha approvato nuove disposizioni in materia di registrazione e trasmissione all'Autorità dei dati relativi ai buchi di tensione rilevati dalle imprese distributrici alle semisbarre MT di cabina primaria.

### Qualità e output del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

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

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto una verifica ispettiva nei confronti di Terna, ai sensi della delibera 21 settembre 2017, 641/2017/E/eel, avente ad oggetto i dati di continuità del servizio di trasmissione dell'anno 2016. Con la delibera 21 dicembre 2017, 881/2017/R/eel, sono stati determinati i premi relativi alla regolazione della energia non servita di riferimento per l'anno 2016, pari a 25,6 milioni di euro.

Con la delibera 14 dicembre 2017, 856/2017/R/eel:

- è stato modificato il TIQ.TRA, prevedendo che gli obblighi di pubblicazione da parte di Terna dei valori minimo e massimo della tensione efficace attesa e della tensione effettiva si riferiscano alle imprese distributrici (cabine primarie) e ai clienti finali AAT o AT connessi alla rete rilevante;
- è stato aggiornato l'Allegato A alla delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel, che definisce i requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale e per le relative analisi dei costi e dei benefici;

- è stata modificata la delibera 06/111 per aspetti correlati al documento di descrizione degli scenari del piano decennale di sviluppo che, come disciplinato dalle delibere 2016/627/R/eel e 28 settembre 2017, 654/2017/R/eel, è stato pubblicato da Terna per la prima volta a fine gennaio 2018;
- con riferimento al Codice di rete di Terna, sono stati verificati positivamente il Capitolo 11, riguardante la qualità del servizio di trasmissione, e il Capitolo 2 e l'Allegato A.74, riguardante gli aspetti di dettaglio della nuova metodologia di analisi costi benefici. Tale allegato riflette le disposizioni della delibera 627/2016/R/eel, che prevede due specifici indicatori relativi alla variazione di resilienza del sistema elettrico, valutati e quantificati da Terna come differenziale "con" e "senza" un intervento di sviluppo della rete di trasmissione.

Con la delibera 15 marzo 2018, 151/2018/R/eel, è stato verificato positivamente l'Allegato A55 al Codice di rete Terna in materia di caratteristiche della tensione sulla rete di trasmissione nazionale. L'Autorità ha delineato, già a partire dal proprio Quadro strategico 2015-2018, la fase di transizione dalla regolazione *input-based* (adottata fino al quarto periodo di regolazione, 2012-2015) a una regolazione maggiormente focalizzata agli *output* del servizio di trasmissione, ulteriori rispetto alla regolazione dell'affidabilità già avviata nei precedenti periodi regolatori. Per l'attuale semiperiodo di regolazione (2016-2019), l'Autorità ha perciò previsto con le delibere 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel e 654/2015/R/eel:

- una regolazione incentivante transitoria *input-based* ai sensi del citato art. 20 del TIT e una regolazione incentivante l'efficienza degli investimenti oggetto di tale incentivazione transitoria *input-based* ai sensi dell'art. 21 del TIT (si veda più oltre la sezione dedicata alle tariffe di trasmissione);
- la progressiva definizione di nuovi strumenti di regolazione incentivante focalizzati sugli output, che ha trovato successiva attuazione nel corso del 2017 e dei primi mesi del 2018.

In merito all'ultimo punto, l'Autorità ha svolto una consultazione nell'estate 2017 (20 luglio 2017, 542/2017/R/eel) e successivamente adottato due deliberazioni (21 dicembre 2017, 884/2017/R/eel e 8 marzo 2018, 129/2018/R/eel), trattando complessivamente cinque aspetti:

- incentivi di breve termine ad alcuni strumenti propedeutici

necessari alla definizione e misurazione dell'utilità per il sistema (applicazione di "CBA 2.0" e definizione di Capacità obiettivo) e alla regolazione incentivante *output-based*;

- incentivo per il gestore del sistema di trasmissione a ottenere contributi *Connecting Europe Facility* per il finanziamento degli interventi di sviluppo;
- adattamenti per i meccanismi incentivanti riguardanti i progetti infrastrutturali con rischi elevati;
- incentivi alla realizzazione di capacità di trasporto addizionale tra zone e alle frontiere;
- orientamenti iniziali per incentivi all'efficienza nel servizio di dispacciamento, che si sono successivamente evoluti in incentivi alla realizzazione di capacità di trasporto per sviluppi di rete diversi da quelli "interzonal" del punto precedente.

Relativamente agli strumenti propedeutici alla regolazione *output-based*, Terna ha titolo a ricevere un premio annuale nella misura massima di 1,5 milioni di euro l'anno per ciascun anno dal 2017 al 2019, qualora le attività disposte dall'Autorità al comma 39.1 del TIQ.TRA siano effettuate con la dovuta qualità e nel rispetto delle tempistiche previste. Nella definizione del meccanismo premiante, l'Autorità ha inoltre definito criteri generali di qualità e l'effettuazione di verifiche esterne indipendenti, con due modalità: *model-based*, con incarichi a società che utilizzano modelli di mercato e di rete per la replica delle simulazioni svolte da Terna, ed *expert-based*, con incarichi a esperti individuali o società/enti che fornirebbero una valutazione sulla base dell'esperienza e delle evidenze emerse dagli esiti dei mercati e dell'esercizio del sistema elettrico e dalle simulazioni sul comportamento atteso, senza necessariamente utilizzare tutti i tool di simulazione di mercato e di rete.

Relativamente all'incentivo a ottenere contributi *Connecting Europe Facility* a riduzione degli impatti tariffari per gli utenti della rete, Terna ha titolo a ricevere, per il 2018 e per il 2019, un'integrazione del costo riconosciuto in caso di ottenimento di contributi al finanziamento degli interventi di trasmissione. L'integrazione è commisurata al contributo *Connecting Europe Facility* ricevuto ed è

da una parte limitata a un valore massimo, e dall'altra richiede che il contributo superi una soglia iniziale (30 milioni di euro) sotto la quale l'incentivo non è applicabile.

Relativamente ai meccanismi incentivanti riguardanti i progetti infrastrutturali con rischi elevati, l'Autorità ha disposto un percorso semplificato di preparazione, consultazione e analisi delle istanze applicabile ai progetti di trasmissione con durata di costruzione superiore a 3 anni e con un rapporto benefici / costi superiore a 1,5, qualora Terna si limiti a richiedere la remunerazione delle immobilizzazioni in corso a un tasso di remunerazione calcolato secondo l'ipotesi 80% capitale di debito e 20% capitale proprio.

Relativamente ai meccanismi incentivanti la realizzazione di capacità di trasporto addizionale tra zone e alle frontiere, l'Autorità ha previsto che Terna, nel periodo 2019 - 2023, abbia titolo a ricevere un premio in caso di realizzazione di capacità di trasporto addizionale rispetto alla capacità dell'anno precedente, per le sezioni tra zone della rete rilevante e alle sezioni di rete con i sistemi elettrici confinanti. I premi sono determinati limitatamente alla "capacità di trasporto obiettivo" per ciascuna sezione di rete e in proporzione alla capacità effettivamente realizzata e messa a disposizione del mercato. I premi sono valorizzati in parte come percentuale delle congestioni effettivamente registrate negli anni 2016 e 2017 e in parte come percentuale del beneficio annuale atteso nel mercato del giorno prima. I premi complessivi sono limitati alla misura massima di 150 milioni di euro nel periodo quinquennale 2019-2023.

Relativamente ai meccanismi incentivanti la realizzazione di ulteriore capacità di trasporto (sviluppi di rete finalizzati alla risoluzione delle congestioni all'interno delle zone, dei vincoli di rete per regolazione di tensione e delle condizioni di essenzialità), l'Autorità ha previsto che per la valorizzazione dei relativi premi siano valutati gli output da essi derivanti tenendo conto dei benefici netti attesi determinati ai sensi dell'Allegato A alla delibera 627/2016/R/eel e della variazione, in riduzione, dei costi di dispacciamento imputabile a tali interventi.

## Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

### Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura

L'Autorità, con delibera 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). Con riferimento all'NPR1 è prevista la definizione di schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi e di schemi di regolazione del tipo *rate-of-return* per i costi di capitale, in sostanziale continuità metodologica con i criteri adottati nel precedente periodo di regolazione. Relativamente all'NPR2 è prevista invece l'adozione, in via evolutiva, di un approccio in chiave di controllo complessivo della spesa (approccio c.d. *totex*), come dettagliato nel seguito.

### Applicazione dell'approccio totex nel settore elettrico

Con il documento per la consultazione 12 ottobre 2017, 2017/683/R/eel, l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti per la definizione del piano di attività per l'introduzione di un nuovo approccio di regolazione incentivante basato sul controllo complessivo della spesa e sulla valutazione di business plan proposti dagli operatori di rete in relazione alla domanda prevista, alle esigenze di sviluppo del sistema e agli output attesi in relazione ai servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico; l'approccio *totex*. Nel documento sono state sviluppate considerazioni sullo sviluppo di modelli di regolazione basati sull'approccio *totex*, con particolare attenzione alle finalità connesse all'introduzione di tali modelli, e sono state descritte le principali caratteristiche di tale approccio, orientato a una più marcata integrazione tra la regolazione tariffaria, la regolazione della continuità e qualità del servizio e il supporto dell'innovazione, secondo logiche output based:

- focalizzazione sulla spesa totale, con il superamento dell'attuale regime, che considera separatamente i costi operativi e gli investimenti;
- orientamento *forward-looking*;
- applicazione di menu di regolazione.

Per lo sviluppo dell'approccio *totex* l'Autorità, nella prospettiva di rendere coerenti gli incentivi forniti dalla regolazione tariffaria con gli obiettivi di maggiore selettività negli investimenti e seguendo l'esempio delle *best practice* regolatorie internazionali, ha ritenuto di definire un piano di attività che si sviluppa in un orizzonte pluriennale, prevedendo specifiche fasi di ricognizione, consultazione e la creazione di gruppi di lavoro *ad hoc*.

Il documento 683/2017/R/eel individua anche le principali aree di approfondimento tematico propedeutiche allo sviluppo di un approccio *totex*, che riguardano:

- il *business plan*. Le imprese sottopongono ai regolatori i propri *business plan*, nei quali sono tenute a spiegare al regolatore le loro valutazioni sulla domanda del servizio da esse fornito, sulla base delle quali vengono formulate le scelte di investimento, a precisare gli obiettivi perseguiti e a dimostrare di adottare le soluzioni più efficienti per raggiungere tali obiettivi. Tali attività sono integrate dal processo di discussione pubblica, in cui le imprese acquisiscono il punto di vista degli *stakeholder* mediante sessioni pubbliche di discussione dei piani;
- il *cost assessment*. Il regolatore deve sviluppare strumenti di analisi volti a verificare criticamente le previsioni di spesa formulate dalle imprese, con stima di una *baseline* di costo;
- gli incentivi. Il regolatore combina incentivi all'efficienza e alla qualità del servizio, al fine di orientare il comportamento delle imprese;
- la gestione delle incertezze e controllo dell'avanzamento. Il regolatore deve sviluppare un sistema di controllo delle performance, fisiche ed economiche.

Nel documento 683/2017/R/eel sono stati infine individuati i primi

elementi e le tempistiche per il Piano di attività, indicando per ciascuna fase di sviluppo del Piano gli obiettivi, gli strumenti e i principali output.

La prima fase di sviluppo del Piano ha l'obiettivo di allineare le aspettative e le conoscenze di operatori e stakeholder rispetto ai contenuti della riforma. A questa segue una fase di data gap analysis che coinvolge direttamente l'Autorità e gli operatori e ha la finalità di individuare quali sono le esigenze informative necessarie per lo sviluppo dell'approccio totex. Segue, poi, la fase di individuazione e definizione dei criteri di regolazione, che saranno adottati dall'entrata in vigore dell'approccio totex. In seguito è prevista la fase di attuazione, con la presentazione, analisi e approvazione dei business plan. A completamento vi è la fase di sviluppo reportistica per controllo e monitoraggio attuazione business plan. Con riferimento all'ambito di applicazione, nel documento si intende valutare la possibilità di prevedere, per il quinto periodo di regolazione, l'applicazione dell'approccio totex al gestore di trasmissione nazionale e, in relazione al servizio di distribuzione, di garantire un'ampia copertura del territorio nazionale pur limitando il numero di soggetti interessati.

---

### Incentivazione transitoria degli investimenti nella RTN

---

L'articolo 20 del TIT 2016-2019 (Allegato A della delibera 654/2015/R/eel) definisce un meccanismo di incentivazione transitoria per il periodo 2016-2019 per lo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione elettrica che, entro un limite massimo pari al costo stimato e con vincoli sui tempi di entrata in esercizio, prevede il riconoscimento di una maggiorazione del tasso di remunerazione pari all'1% per 12 anni alle opere di sviluppo O-NPR1 di cui al comma 20.3 del TIT e alle opere che compongono gli interventi di sviluppo I-NPR1 di cui al comma 20.4 del TIT.

L'Autorità, ai sensi del sopra citato articolo del TIT, con delibera 3 agosto 2017, 579/2017/R/eel, ha approvato e pubblicato la lista delle opere di sviluppo O-NPR1 di cui all'art. 20, comma 3, del TIT, e la lista di opere che compongono gli interventi di sviluppo I-NPR1 di cui all'art. 20, commi 4 e 6, del TIT, unitamente alle date obiettivo di entrata in esercizio delle opere e al costo massimo ammesso al meccanismo incentivante di ciascuna opera O-NPR1 e di ciascuna opera componente un intervento I-NPR1.

In particolare, l'Autorità ha definito l'incentivazione alla realizzazione nel periodo 2016-2019 di:

- 27 opere che compongono gli interventi di sviluppo I-NPR1, con un costo stimato complessivo di 537 milioni di euro;
- 42 opere di sviluppo O-NPR1, con un costo stimato complessivo di 332 milioni di euro.

Inoltre, l'articolo 21 del TIT prevede un meccanismo correttivo per l'efficienza dell'incentivazione transitoria delle opere di sviluppo della rete di trasmissione (O-NPR1 e I-NPR1) per il periodo 2016-2019, in base al quale, nel caso in cui il costo consuntivato a valle dell'entrata in esercizio sia inferiore al costo stimato, al gestore del sistema di trasmissione è riconosciuto un premio pari al 20% della differenza tra il costo stimato e il costo consuntivato.

Con la delibera 881/2017/R/eel l'Autorità ha determinato, per la prima volta, i premi per l'efficienza definiti dal succitato articolo 21 del TIT. A seguito dell'entrata in esercizio di 11 opere nel corso del 2016, l'Autorità ha previsto il completamento della consuntivazione per quattro opere a seguito del compimento di lavori accessori e delle relative comunicazioni da parte di Terna all'Autorità. Negli altri casi, per tre opere il costo consuntivato è risultato inferiore alle stime. L'Autorità ha quindi determinato un premio per Terna pari a circa 114 mila euro.

---

### Tariffe per il servizio di trasmissione

---

L'Autorità, con delibera 21 dicembre 2017, 883/2017/R/eel, ha determinato le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2018, approvando le proposte tariffarie presentate dal gestore del sistema di trasmissione relative all'aggiornamento dei ricavi di riferimento a copertura dei costi afferenti all'attività di trasmissione e dei costi sostenuti per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento. Ai fini della determinazione delle tariffe di trasmissione per l'anno 2018, l'Autorità ha ritenuto opportuno, tra l'altro, riconoscere, a valere sulle tariffe di trasmissione per l'anno 2018, la maggiorazione del tasso di remunerazione sugli investimenti relativi alle opere I-NPR1 e O-NPR1 approvati con delibera 3 agosto 2017, 579/2017/R/eel, entrati in esercizio nell'anno 2016.

---

### Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

---

Nell'NPR1 relativamente ai servizi di distribuzione e misura



dell'energia elettrica l'Autorità, con la delibera 654/2015/R/eel, al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni, ha introdotto modalità differenziate di riconoscimento dei costi di capitale, tra le imprese che hanno oltre 100.000 punti di prelievo connessi alle proprie reti e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia.

Per le imprese con oltre 100.000 punti di prelievo, è prevista una stretta continuità metodologica con i criteri adottati nel periodo di regolazione 2012-2015, sia sotto il profilo della determinazione dei costi operativi sia sotto il profilo dei costi di capitale (regime tariffario individuale).

Una delle principali novità rispetto al periodo regolatorio riguarda la compensazione degli effetti finanziari del *regulatory lag* nel riconoscimento alle imprese distributrici dei nuovi investimenti. Dall'anno 2016 infatti è previsto che nel riconoscimento tariffario si includa il valore degli investimenti dell'anno  $n-1$  rispetto all'anno di applicazione della tariffa. Tale meccanismo implica che le determinazioni tariffarie effettuate nell'anno  $t$  a cui si riferiscono le tariffe di riferimento siano provvisorie, non essendo ancora disponibili i valori a consuntivo degli investimenti effettuati dalle imprese nell'anno  $t-1$ . Le tariffe di riferimento vengono conseguentemente approvate in via definitiva solo l'anno successivo quando il valore degli investimenti oggetto di riconoscimento tariffario è disponibile a consuntivo.

Relativamente alle imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo, per la determinazione delle tariffe di riferimento è previsto invece che vengano definiti meccanismi di riconoscimento dei costi basati su criteri parametrici con riferimento sia al servizio di distribuzione sia al servizio di misura.

È peraltro previsto, in continuità con il precedente periodo di regolazione, il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. tariffa obbligatoria) e le tariffe di riferimento definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributtrice.

Coerentemente con il quadro normativo sopra richiamato, con la delibera 21 dicembre 2017, 882/2017/R/eel, e con la delibera 27 dicembre 2017, 907/2017/R/eel, sono state approvate le tariffe obbligatorie relative al servizio di distribuzione e misura per l'anno 2018 per i clienti non domestici e domestici.

Con riferimento alle imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo, con le delibere 24 marzo 2017, 188/2017/R/eel e 30 marzo

2017, 199/2017/R/eel, l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento definitive per il servizio di distribuzione (inclusa la commercializzazione) e per il servizio di misura relative all'anno 2016. Con le delibere 286/2017/R/eel e 287/2017/R/eel del 28 aprile 2017 sono state determinate in via provvisoria le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura per l'anno 2017. Infine con le delibere 15 marzo 2018, 150/2018/R/eel e 29 marzo 2018, 174/2018/R/eel, sono state determinate in via definitiva le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura per l'anno 2017, mentre con le delibere 29 marzo 2018, 175/2018/R/eel e 176/2018/R/eel sono state determinate in via provvisoria le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura per l'anno 2018.

Il procedimento per la definizione dei criteri di riconoscimento tariffario per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo è stato avviato con delibera 9 ottobre 2014, 483/2017/R/eel.

Nel documento per la consultazione 21 luglio 2016, 428/2016/R/eel, sono state delineate le prime ipotesi dell'Autorità in materia di riconoscimento parametrico dei costi per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo

L'art. 1, comma 92, della legge 4 agosto 2017 n. 124 ha modificato l'art. 38 del decreto legislativo n.93/11 prevedendo che l'Autorità adegui i propri provvedimenti in materia di obblighi di separazione funzionale, stabilendo altresì che, per le imprese distributrici di energia elettrica che servono meno di 25.000 punti di prelievo (a esclusione delle imprese beneficiarie di integrazioni tariffarie ai sensi dell'art. 7 della legge 10/91) le modalità di riconoscimento dei costi per le attività e di distribuzione e di misura dell'energia elettrica siano basate su logiche parametriche, che tengano conto anche della densità dell'utenza servita, nel rispetto dei principi generali di efficienza ed economicità e con l'obiettivo di garantire la semplificazione della regolazione e la riduzione dei connessi oneri amministrativi.

Alla luce delle disposizioni della legge 124/2017 il procedimento per la definizione dei criteri di riconoscimento tariffario per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo si è tramutato nel procedimento per adeguare i criteri di regolazione tariffaria per le imprese di minori dimensioni alle disposizioni della normativa primaria.

Di conseguenza, l'Autorità ha emanato un documento per la consultazione – 3 agosto 2017, 580/2017/R/eel – nel quale sono



stati illustrati ulteriori orientamenti in relazione al riconoscimento parametrico dei costi e i primi orientamenti in materia di promozione delle aggregazioni, perimetrando l'applicazione del regime parametrico, in coerenza con le disposizioni introdotte dalla legge 124/2017, alle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo. La suddetta consultazione ha ipotizzato che il regime parametrico dei costi venga introdotto a partire dall'anno 2017 con un meccanismo di gradualità fino al 2019. Sono rimandati a un successivo documento per la consultazione gli esiti delle analisi in corso per la definizione delle variabili esogene da tenere in considerazione nella determinazione delle tariffe parametriche.

Con il documento per la consultazione 1 marzo 2018, 104/2018/R/eel, l'Autorità ha illustrato l'esito delle analisi suddette e gli orientamenti finali per la definizione parametrica dei costi per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo. In considerazione delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati alla consultazione, con riferimento al servizio di distribuzione, l'Autorità ha previsto l'introduzione del regime parametrico dei costi a partire dall'anno 2018 con un meccanismo di gradualità fino all'anno 2023 e una fase di verifica ed eventuale aggiustamento del meccanismo dopo i primi tre anni di applicazione.

Nel documento è stato inoltre proposto di applicare il regime parametrico di riconoscimento dei costi per il servizio di misura a partire dall'anno 2018 senza meccanismo di gradualità.

Con la delibera 11 aprile 2018, 237/2018/R/eel, sono stati approvati i criteri di riconoscimento dei costi relativi ai servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo. Con essa, l'Autorità ha previsto che, ai fini del riconoscimento dei costi per i servizi di distribuzione e di misura delle imprese che servono almeno 20.000 e fino a 100.000 punti di prelievo si applichi il regime tariffario individuale analogamente alle imprese di maggiore dimensione.

Per le imprese che servono fino a 25.000 punti di prelievo, in accoglimento di alcune osservazioni raccolte nell'ambito della consultazione, la delibera 237/2018/R/eel prevede l'applicazione del regime tariffario individuale per gli anni 2016 e 2017 e l'introduzione del regime parametrico a partire dall'anno 2018 con una prima revisione del meccanismo dopo i primi 3 anni di applicazione. Relativamente al servizio di distribuzione inoltre, la delibera prevede che l'introduzione del regime parametrico sia accompagnata da un meccanismo di gradualità fino all'anno 2023.

### Altre attività relative al servizio di misura

Come indicato nel paragrafo relativo alle tariffe per la connessione e l'accesso alle reti della Relazione annuale del 2017, in esito alla delibera 10 novembre 2016, 646/2016/R/eel, con cui l'Autorità ha definito i criteri di riconoscimento dei costi per la messa in servizio dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G), e-distribuzione ha presentato il proprio piano di messa in servizio e pertanto sono state avviate le attività, da un lato, di consultazione pubblica dei soggetti interessati da parte di e-distribuzione e, dall'altro, di valutazione del piano, dell'impatto tariffario e delle osservazioni emerse dalla consultazione da parte dell'Autorità.

A conclusione dell'iter istruttorio svolto, con la delibera 6 aprile 2017, 222/2017/R/eel, l'Autorità ha approvato il piano predisposto da e-distribuzione con riferimento al quindicennio 2017-2031, fissandone la data di avvio al 1 gennaio 2017. La spesa di capitale complessiva prevista è risultata compatibile con la sostanziale invarianza delle tariffe del servizio di misura per i clienti finali. La delibera 222/2017/R/eel ha tenuto conto degli esiti del processo di consultazione pubblica del piano di e-distribuzione e degli impegni aggiuntivi assunti da e-distribuzione in esito a tale procedura. Nell'approvazione del piano, l'Autorità ha ritenuto opportuno individuare ulteriori condizioni specifiche, a tutela dei clienti finali e dell'efficienza del servizio. In particolare:

- con riferimento alla visualizzazione sul display del misuratore 2G delle letture di sostituzione, l'obbligo di visualizzare anche le letture dei totalizzatori del mese precedente e di mantenere visibili tali letture per almeno 18 mesi dalla data di sostituzione del misuratore;
- con riferimento alle verifiche, l'obbligo di rendere comunque disponibile al cliente finale per 15 giorni la possibilità di richiedere la verifica della lettura di sostituzione;
- con riferimento alla comunicazione diretta dei dati dal misuratore al cliente finale, attraverso appositi dispositivi (c.d. *Chain 2*), nell'ambito dell'impegno assunto da e-distribuzione di monitorarne l'effettivo funzionamento in campo, l'Autorità ha previsto l'obbligo di includere nel monitoraggio anche interventi per verifiche presso i clienti di eventuali casi di interferenze sulla comunicazione tra misuratore e dispositivo di utenza.

La delibera 222/2017/R/eel ha definito i livelli complessivi di spesa di capitale, nell'orizzonte del piano approvato (15 anni) cui si applicano

i meccanismi incentivanti previsti dalla delibera 646/2016/R/eel. In considerazione della ancora limitata disponibilità dei servizi della *Chain 2*, sono stati neutralizzati per il 2017 gli incentivi a vantaggio di e-distribuzione.

L'Allegato B alla delibera 654/2015/R/eel reca le disposizioni dell'Autorità per la regolazione dell'attività di misura elettrica (TIME).

---

### Ulteriori attività svolte

---

Nel corso dell'anno 2016, con delibere 25 maggio 2017, 363/2017/R/eel e seguenti, l'Autorità ha approvato, nei confronti di sei imprese distributrici, il riconoscimento della maggiore remunerazione, di cui al comma 13.1 del TIT, riferita agli investimenti incentivati entrati in esercizio nel periodo di regolazione 2008-2011, per l'anno tariffario 2017.

Con delibere 12 ottobre 2017, 677/2017/R/eel e seguenti, 19 ottobre 2017, 690/2017/R/eel e seguenti e 26 ottobre 2017, 716/2017/R/eel e seguenti, l'Autorità ha approvato, nei confronti di 18 imprese distributrici, l'ammissibilità/non ammissibilità alla maggiore remunerazione degli investimenti dichiarati dalle imprese, di cui al comma 13.2 del TIT, entrati in esercizio negli anni 2012-2013, per gli anni tariffari dal 2014 al 2017.

Con delibera 28 giugno 2017, 482/2017/R/eel, l'Autorità ha approvato le disposizioni in materia di riconoscimento degli ammontari di integrazione dei ricavi a copertura degli oneri relativi allo sconto dipendenti per l'anno 2014 in attuazione del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, come convertito nella legge 11 agosto 2014, n. 116

Con delibera 13 aprile 2017, 237/2017/R/com, l'Autorità ha avviato il procedimento per il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione (*debranding*) e successivamente, in data 5 maggio 2017 l'Autorità ha approvato il documento di consultazione 05 maggio 2017, 307/2017/R/com, contenente le proposte relative ai criteri per il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione. Il documento ha previsto una raccolta dati necessaria per il riconoscimento dei suddetti costi che è stata avviata nel mese di febbraio 2018.

---

### Perequazione specifica aziendale per le imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo

---

Con la delibera 3 agosto 2017, 578/2017/R/eel, l'Autorità ha chiuso il procedimento di cui alla delibera 15 dicembre 2016, 758/2016/R/eel, riconoscendo alle imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo, ammesse al regime di perequazione specifica aziendale, gli importi spettanti ai sensi del citato regime. Il regime di perequazione specifica aziendale per le imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo era stato introdotto dall' art. 38, comma 3 del decreto legislativo n. 93/11. Questo aveva disposto che, ai fini della rimozione degli ostacoli all'aggregazione delle piccole imprese di distribuzione di energia elettrica e per favorirne l'efficienza, l'Autorità, nell'ambito della regolazione generale, individuasse per le imprese di distribuzione di energia elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo, appositi meccanismi di perequazione specifica aziendale, da applicarsi, con metodi di calcolo forfetario dal 2008 alla data di entrata in vigore del medesimo decreto. La disposizione di cui all'art. 38, comma 3 del decreto legislativo n. 93/11 ha, in tal senso, trovato applicazione con la citata delibera 758/2016/R/eel, con cui l'Autorità ha dettato le disposizioni definitive in materia di perequazione specifica aziendale per le imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo, prevedendo un'applicazione del regime con modalità parametriche per gli anni dal 2008 al 2011 e con modalità semplificate per gli anni successivi.

---

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

---

Nel corso del 2017 è proseguita l'attività finalizzata alla determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel. L'Autorità, a valle della conclusione delle istruttorie condotte dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA), ha approvato le seguenti delibere:

- delibera 409/2017/R/eel dell'8 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore Selis Lampedusa;
- delibera 410/2017/R/eel dell'8 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore Selis Linosa;

- delibera 411/2017/R/eel dell'8 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore Selis Marettimo;
- delibera 412/2017/R/eel dell'8 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore Smede Pantelleria;
- delibera 428/2017/R/eel del 15 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Liparese;
- delibera 429/2017/R/eel del 15 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Ponzese;
- delibera 430/2017/R/eel del 15 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore SIE - Società Impianti Elettrici;
- delibera 452/2017/R/eel del 22 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore Impresa Campo Elettricità ICEL;
- delibera 453/2017/R/eel del 22 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore Sea Società Elettrica di Favignana.

### Perequazione specifica aziendale per le ex-imprese elettriche minori che superano il regime di integrazione tariffaria

Con la delibera 22 giugno 2017, 454/2017/R/eel, l'Autorità ha determinato l'ammissione della società Odoardo Zecca al meccanismo di gradualità e ai regimi previsti dalla delibera 22 marzo 2012, 101/2012/R/eel. Con quest'ultima delibera, l'Autorità aveva, infatti, stabilito, in attuazione delle disposizioni dell'art. 38.4 del decreto legislativo 93/11, un meccanismo di gradualità finalizzato a consentire alle imprese elettriche minori, che avessero cessato l'attività di produzione, di recuperare i costi legati alla cessazione della suddetta attività nonché l'applicazione del regime di perequazione specifico aziendale e del regime di reintegrazione dei costi per le unità essenziali di produzione elettrica, con lo scopo di consentire la definitiva uscita di queste imprese dal regime di integrazione tariffaria di cui all'art. 7, della legge 10/91. Con la delibera 454/2017/R/eel, l'Autorità, a fronte dell'istanza presentata dalla società Odoardo Zecca e alla sua contestuale rinuncia, a partire dal 1 gennaio 2015, al regime di integrazione tariffaria di cui alla legge 10/91, ha, quindi, stabilito l'ammissione della società ai citati regimi e al meccanismo di gradualità previsto dalla delibera, 101/2012/R/eel, fissando, altresì, le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2016 a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione dell'energia elettrica svolta dalla società.

## Oneri generali di sistema per il settore elettrico

### Oneri connessi con le attività nucleari residue (A<sub>2</sub>)

Con l'anno 2016 è terminato il secondo periodo regolatorio, definito dalla delibera 9 maggio 2013, 194/2013/R/eel. In conseguenza del termine, Sogin ha chiesto la proroga di un anno per la disposizione del nuovo programma a vita intera e l'applicazione di un regime transitorio per l'anno 2017.

Con la delibera 25 maggio 2017, 381/2017/R/eel, l'Autorità ha pertanto previsto, per l'anno 2017, una estensione della regolazione di cui alla delibera 194/2013/R/eel, e determinato a preventivo gli

oneri nucleari per il medesimo anno, esplicitando l'auspicio "...che tale anno sia fruttuosamente dedicato a porre le basi per la presentazione di un Programma a vita intera che segni una definitiva discontinuità".

Con la delibera 442/2017/R/eel l'Autorità ha altresì riconosciuto gli oneri nucleari a consuntivo per l'anno 2016 e aggiornato le *milestone* per l'anno 2017.

L'avanzamento delle attività di *decommissioning* del 2016 è stato inferiore rispetto a quello dei tre anni precedenti, interrompendo il trend in lieve aumento, delle stesse registrato nei medesimi anni. In

relazione al rallentamento delle attività di *decommissioning*, nonché della messa a disposizione delle risorse finanziarie destinate alla riduzione della componente tariffaria A<sub>2</sub> dall'art. 5, comma 2, del decreto legge 21 giugno 2013 n. 69, l'Autorità aveva già adeguato in diminuzione la componente tariffaria A<sub>2</sub>, fino a un livello (a partire dal 1 gennaio 2017) pari a circa un terzo di quello previsto nel primo trimestre 2016. Detto livello è stato mantenuto inalterato nel corso di tutto l'anno 2017.

In data 20 novembre 2017 la Sogin ha trasmesso il nuovo programma a vita intera della commessa nucleare. Detto programma è, allo stato, in fase di analisi presso gli Uffici dell'Autorità.

Anche nel corso del 2017 non si sono registrati progressi significativi nel processo per la realizzazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi.

### Oneri per il finanziamento delle fonti rinnovabili e degli incentivi previsti per gli impianti CIP6 (A<sub>3</sub>)

Nell'anno 2017, gli oneri posti in capo al conto A<sub>3</sub> hanno evidenziato una significativa riduzione rispetto a quelli di competenza dell'anno 2016. Pertanto, con la delibera 29 dicembre 2016, 814/2016/R/com, l'Autorità ha provveduto a un rilevante adeguamento in diminuzione della componente tariffaria A<sub>3</sub>, a un livello che consentiva di coprire gli oneri di competenza del medesimo anno e di annullare gli

oneri residui in capo al conto A<sub>3</sub> di competenza di anni precedenti. Nei primi mesi del 2017 si è evidenziata una favorevole situazione finanziaria del conto A<sub>3</sub> connessa alle modalità di pagamento stabilite dal GSE per gli incentivi di cui all'art. 24, comma 5, lettera b), del decreto legislativo 28/11 (come attuato dall'art. 19 del decreto interministeriale 6 luglio 2012), diversi dal ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva.

Con la delibera 30 marzo 2017, 200/2017/R/com, l'Autorità ha pertanto provveduto a un secondo adeguamento in diminuzione della componente tariffaria A<sub>3</sub> a un livello che, in assenza di modifiche della normativa di riferimento o dell'onere da sostenere, dovrebbe consentire di mantenere una sostanziale stabilità della componente nel breve-medio termine.

La tavola 3.1 sintetizza gli oneri posti in capo al conto A<sub>3</sub> nel 2017 (dati di preconsuntivo) confrontati con quelli del 2016.

### Progressiva revisione delle tariffe domestiche

Nel paragrafo relativo alla progressiva revisione delle tariffe domestiche contenuto nella Relazione annuale 2017 era stato illustrato come – con la delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel, e la delibera 22 dicembre 2016, 782/2016/R/eel – fossero stati attuati rispettivamente il primo passo (dal 1 gennaio 2016) e il secondo passo (dal 1 gennaio 2017) del percorso triennale di graduale

## TAV. 3.1

### Dettaglio degli oneri A<sub>3</sub>

Milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2016 VALORE	QUOTA%	2017 VALORE	QUOTA%
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	267	1,9	232	1,6
Ritiro certificati verdi	2.062	14,3	137	1,1
Conversione CV in incentivi	3.320	23,0	3.217	25,7
Fotovoltaico	5.981	41,4	6.353	50,8
Ritiro dedicato	49	0,3	18	0,1
Tariffa onnicomprensiva	1.940	13,4	1.810	14,5
Scambio sul posto	181	1,3	139	1,1
FER incentivi amministrati ex dlgs 28/11	305	2,1	394	3,2
Altro	1	0,01	1	0,01
<b>TOTALE RINNOVABILI</b>	<b>14.106</b>	<b>97,7</b>	<b>12.301</b>	<b>98,4</b>
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	272	1,9	180	1,4
Oneri CO <sub>2</sub> assimilate	36	0,2	24	0,2
Copertura certificati verdi assimilate	14	0,1	0	0,0
Risoluzione CIP6	9	0,1	0	0,0
<b>TOTALE ASSIMILATE</b>	<b>331</b>	<b>2,3</b>	<b>204</b>	<b>1,6</b>
<b>TOTALE ONERI A<sub>3</sub></b>	<b>14.437</b>	<b>100,0</b>	<b>12.505</b>	<b>100,0</b>

Fonte: ARERA

attuazione della riforma tariffaria. Percorso definito a seguito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per le utenze domestiche in bassa tensione (avviato con la delibera 16 maggio 2013, 204/2013/R/eel, e poi assorbito nell'ambito del più ampio procedimento avviato con la delibera 7 agosto 2014, 412/2014/R/efr, per l'attuazione di quanto disposto dal decreto legislativo 102/2014).

In coerenza con il summenzionato percorso di gradualità, dall'1 gennaio 2017 è entrata a regime la nuova struttura delle tariffe di rete (trasmissione, distribuzione e misura), caratterizzata dal completo superamento della progressività a favore di una maggiore aderenza delle tariffe ai costi dei relativi servizi, mentre per le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali l'effetto progressivo è stato smorzato, limitando a due il numero di scaglioni con aliquote differenziate. In base al programma definito con la delibera 582/2015/R/eel, il totale superamento della struttura a scaglioni era previsto entrare in vigore all'1 gennaio 2018.

Tuttavia, con l'approssimarsi dell'aggiornamento tariffario dall'1 gennaio 2018, l'Autorità ha ravvisato il rischio che sulle bollette elettriche delle famiglie italiane cumulassero gli effetti dell'ultimo passo della riforma tariffaria per i clienti domestici e delle nuove misure inerenti la revisione delle agevolazioni per le imprese energivore (si veda il successivo paragrafo dedicato alle "Agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica"), qualora l'iter di approvazione fosse proceduto come allora previsto. Con la segnalazione 2 novembre 2017, 733/2017/I/eel, l'Autorità ha dunque inteso fornire una stima dell'entità dei suddetti effetti cumulati ed evidenziare come, al fine di assicurare nella sostanza il rispetto del principio di gradualità formulato dal decreto legislativo 102/14, Governo e Parlamento avrebbero potuto valutare l'opportunità di fornire all'Autorità indirizzi sugli obiettivi da privilegiare. Ciò in considerazione del fatto che, come già evidenziato due anni prima nella segnalazione 18 giugno 2015, 292/2015/I/eel, non è possibile individuare per gli oneri generali una struttura di corrispettivi aderenti ai costi, poiché tali oneri non corrispondono a uno specifico servizio, bensì sono utilizzati per coprire l'esigenza di gettito di politiche pubbliche che non trovano copertura dalla fiscalità generale.

La pubblicazione della suddetta segnalazione 733/2017/I/eel ha stimolato un dibattito parlamentare presso la X Commissione Attività Produttive della Camera, dal quale è scaturita una richiesta

di approfondimenti e integrazioni trasmessa dal Presidente della medesima Commissione all'Autorità, che li ha forniti con la Memoria 30 novembre 2017, 805/2017/I/eel. La discussione in Commissione si è quindi conclusa in data 13 dicembre 2017 con l'approvazione di tre risoluzioni che impegnavano il Governo ad assumere iniziative volte, tra l'altro, a rinviare di un anno il completamento della riforma tariffaria per i clienti domestici. In data 14 dicembre 2017, il Ministro dello sviluppo economico ha trasmesso al Presidente dell'Autorità una comunicazione con la quale invitava, tra l'altro, a voler adottare iniziative per uno slittamento temporale di almeno un anno dell'ultima fase della riforma domestica.

Alla luce delle indicazioni fornite da Governo e Parlamento, con la delibera 14 dicembre 2017, 867/2017/R/eel, l'Autorità ha pertanto stabilito di:

- differire fino al 1 gennaio 2019 l'attuazione della terza e ultima fase della riforma, mantenendo invariate per l'anno 2018 le strutture tariffarie applicabili ai clienti domestici nell'anno 2017;
- definire le aliquote dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema in modo tale che, nel corso del 2018, il mantenimento di aliquote differenziate tra due scaglioni di consumo consentisse di attenuare, per i clienti domestici con bassi consumi, gli effetti derivanti dall'incremento degli oneri connessi con la revisione delle agevolazioni per le imprese energivore;
- estendere ancora per un anno, cioè fino al completamento della transizione alla nuova struttura tariffaria di regime ora previsto per il 1 gennaio 2019, l'applicabilità delle condizioni economiche dedicate ai clienti domestici che hanno aderito alla sperimentazione tariffaria per pompe di calore, al fine di garantire loro la tutela degli investimenti compiuti (cfr. paragrafo "Progetti pilota e sperimentazioni").

Con l'entrata a regime della nuova struttura delle tariffe di rete sono anche stati attuati, dal 1 gennaio 2017, interventi per agevolare il cliente finale domestico nell'ottimizzazione della propria spesa elettrica, facilitando l'individuazione del livello di potenza contrattualmente impegnata più rispondente alle sue esigenze (introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata con un passo più fitto e riduzione per 24 mesi, a decorrere dal 1 aprile 2017, dei costi associati a ogni operazione di variazione di questo aspetto contrattuale). Dopo i primi sei mesi di applicazione delle agevolazioni sui contributi, la Direzione Infrastrutture Energia e

Unbundling ha richiesto alle otto principali imprese di distribuzione (rappresentative del 98% del totale dei clienti domestici italiani) di fornire dati di dettaglio relativi alle richieste di variazione di potenza ricevute tra 1 aprile e il 30 settembre 2017.

Nel corso del periodo considerato, le richieste registrate sono state quasi 71.000; tali operazioni riguardano circa 70.300 clienti, pari a circa lo 0,25% del totale dei clienti domestici serviti dalle medesime otto imprese. Per quanto riguarda il segno e l'entità delle variazioni di potenza richieste nel corso dei sei mesi analizzati, è innanzitutto importante rilevare la netta prevalenza degli aumenti rispetto alle riduzioni: 5 richieste su 6 sono per aumentare la potenza impegnata (Tav. 3.2). Analogo rapporto vale anche in termini di kW, poiché l'entità media di una riduzione è sostanzialmente pari a quella di un incremento (2 kW).

Complessivamente, dunque, la potenza impegnata totale è cresciuta in sei mesi di quasi 92 MW; si tratta di un incremento significativo rispetto alla situazione di partenza del gruppo di clienti interessati (+71%), ma ancora impercettibile a livello nazionale, poiché pari a meno dello 0,1% della potenza totale impegnata dal settore domestico italiano (93,3 GW). In merito all'entità delle singole variazioni di potenza richieste dai clienti domestici analizzati, è interessante osservare che poche sono state le richieste di riduzione di 0,5 kW (i.e. per passare da 3 a 2,5 kW), mentre quasi la metà del campione ha richiesto di aumentare la potenza impegnata di 1,5 kW e più del 20% di 3 kW.

### Riforma degli oneri generali per le utenze non domestiche

Nel corso del 2017 sono proseguite le attività istruttorie relative alla riforma delle componenti tariffarie degli oneri generali del sistema elettrico per le utenze non domestiche, ai sensi dell'art. 3, comma 2, lettera b), del decreto legge 30 dicembre 2015, n. 210, il cui termine di decorrenza è stato fissato al 1 gennaio 2018 dall'art. 6, comma 9, del decreto legge n. 244/16. Dette attività sono state coordinate

con il parallelo procedimento per la riforma delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica (si veda il successivo paragrafo dedicato a "Agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica").

Con la decisione C(2017) 3406 del 23 maggio 2017, la Commissione europea ha infatti approvato il piano di adeguamento presentato dal Governo in conformità a quanto previsto dal paragrafo 199, sezione 3.7.3, della *Disciplina europea per gli aiuti di stato nei settori dell'energia e dell'ambiente*. Detto piano di adeguamento prendeva a riferimento, quale nuova struttura degli oneri generali di sistema, la cosiddetta ipotesi "C" presentata nel documento per la consultazione dell'Autorità 24 maggio 2016, 255/2016/R/eel (cfr. paragrafo dedicato alla "Riforma degli oneri generali per i clienti non domestici" della *Relazione annuale 2017*).

Con la delibera 28 giugno 2017, 481/2017/R/eel, l'Autorità ha pertanto definito le caratteristiche principali e sostanziali della nuova struttura tariffaria degli oneri generali per clienti non domestici a partire dall'1 gennaio 2018, sulla base dei risultati del processo di consultazione avviato con il documento per la consultazione 255/2016/R/eel, e in conformità a quanto previsto dalla decisione della Commissione europea C(2017) 3406. In particolare, la delibera 481/2017/R/eel ha previsto che la nuova struttura degli oneri generali da applicare agli utenti non domestici:

- sia relativa alle attuali componenti A<sub>2</sub>, A<sub>3</sub>, A<sub>4</sub>, A<sub>5</sub>, A<sub>5</sub>, MCT, UC4 e UC7;
- riunisca le suddette componenti in due soli raggruppamenti: "oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione" e "rimanenti oneri generali";
- conferisca a ciascuno dei suddetti due raggruppamenti struttura trinomica: un'aliquota unitaria espressa in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, un'aliquota unitaria espressa in centesimi di euro/kW/anno e un'aliquota unitaria espressa in centesimi di euro/kWh;
- stabilisca, ai fini dell'applicazione dell'aliquota espressa in centesimi di euro/kW/anno, di cui al precedente punto, che la

### TAV. 3.2

Numero ed entità totale delle variazioni di potenza impegnata registrate nei sei mesi analizzati

	N.	(%)	KW.
Variazioni negative	11.391	16%	-23.495
Variazioni positive	59.525	84%	115.458
<b>TOTALE</b>	<b>70.916</b>	<b>100%</b>	<b>91.963</b>

Fonte: ARERA



nozione rilevante di potenza sia quella prevista dal TIT al fine dell'applicazione delle tariffe di rete.

La stessa delibera 481/2017/R/eel ha poi previsto che la struttura del raggruppamento relativo al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione possa essere differenziata tra clienti che non godono delle agevolazioni previste per le imprese a forte consumo di energia elettrica (clienti non agevolati) e clienti agevolati, (e, per questi ultimi, per classi di agevolazioni); e che la componente  $A_e$ , che ha finanziato le agevolazioni riconosciute ai clienti agevolati fino a tutto l'anno 2017, fosse sostituita (implicitamente dal 2018) dalle differenze nei livelli tariffari del raggruppamento relativo al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione applicabili ai clienti agevolati e non agevolati (inclusi tra questi i clienti domestici). Con la delibera 481/2017/R/eel, l'Autorità ha pertanto stabilito che le aliquote degli oneri generali e delle ulteriori componenti da applicare a tutte le tipologie di utenti siano distinte nei seguenti raggruppamenti:

- oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione ( $A_{SOS}$ ), differenziati quanto all'applicazione delle classi di agevolazione, ivi inclusi i clienti non agevolati (ossia ad agevolazione zero);
- rimanenti oneri generali ( $A_{RIM}$ );
- componenti perequative UC3 e UC6.

La medesima delibera 481/2017/R/eel ha stabilito che la logica di raggruppamento delle varie componenti in "oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili" e "rimanenti oneri generali" venga applicata anche alle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema applicate alle utenze domestiche, ferma restando la diversa struttura tariffaria applicata a tali utenze per gli oneri generali.

Con il successivo documento per la consultazione 27 luglio 2017, 552/2017/R/eel, l'Autorità ha esaminato gli impatti della ipotesi "C" presentata nel documento per la consultazione dell'Autorità 255/2016/R/eel.

Le osservazioni ricevute in risposta al suddetto documento per la consultazione hanno evidenziato una netta preferenza per la cosiddetta ipotesi "C 25-75", come segnalato al Ministro dello sviluppo economico con comunicazione dell'Autorità 27 ottobre 2017.

L'ipotesi "C 25-75" prevede che le aliquote degli elementi della componente tariffaria  $A_{SOS}$  siano combinazioni lineari di:

- aliquote definite moltiplicando la somma delle aliquote (per punto di prelievo, per kW e per kWh) delle componenti TRAS, DIS, MIS, UC3 e UC6 per un coefficiente moltiplicativo, uguale per tutte le tipologie di utenti non domestici, con l'obiettivo di raccogliere un importo pari al 25% del gettito complessivo;
- un'aliquota indifferenziata per kWh prelevato e uniforme per tutte le tipologie di utenti non domestici, con l'obiettivo di raccogliere un importo pari al rimanente 75% del gettito complessivo.

La medesima ipotesi "C 25-75" prevede che le aliquote degli elementi della componente tariffaria  $A_{RIM}$  siano invece definite applicando alla somma delle aliquote delle componenti TRAS, DIS, MIS, UC3 e UC6 un coefficiente moltiplicativo, uguale per tutte le tipologie di utenti non domestici.

Con la delibera 27 dicembre 2017, 922/2017/R/eel, l'Autorità ha apportato le modifiche al TIT, a valere dal 1 gennaio 2018, conseguenti alle disposizioni della delibera 481/2017/R/eel, in merito alla struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici. Detta modifica tiene anche conto delle disposizioni della delibera 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel, adottata dall'Autorità a valle della conclusione dell'iter normativo per la riforma delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica, che ha la medesima decorrenza (si veda anche il successivo paragrafo "Agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica"). Ai fini della definizione della struttura delle componenti  $A_{SOS}$  e  $A_{RIM}$  per gli utenti non domestici, la delibera 922/2017/R/eel dà seguito all'ipotesi "C 25-75".

Con la delibera 28 dicembre 2017, 923/2017/R/com, l'Autorità ha pertanto proceduto, sia per gli utenti domestici che per gli utenti non domestici, alla definizione delle aliquote delle componenti tariffarie  $A_{SOS}$  e  $A_{RIM}$  e delle ulteriori componenti UC3 e UC6 a partire dal 1 gennaio 2018.

Nella tavola 3.3 sono riportati, per tipologie di clienti e per l'anno 2017, i volumi di energia prelevata e di potenza impegnata, il numero dei punti di prelievo e l'allocazione degli oneri generali a livello aggregato.

### Agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica

Con le precedenti *Relazioni Annuali* si è dato conto dell'attività condotta dall'Autorità riguardante la prima applicazione delle disposizioni in materia di agevolazione per le imprese a forte consumo di

## TAV. 3.3

Componenti tariffarie A<sub>2</sub>, A<sub>3</sub>, A<sub>4</sub>, A<sub>5</sub>, As, UC4, UC7 e MCT per tipologia di clienti. Anno 2017

	Tipologie	ENERGIA PRELEVATA		POTENZA		PUNTI DI PRELIEVO		ONERI GENERALI	
		(TWh)	(%)	GW	(%)	n.	(%)	M€	%
Clienti domestici	Residenti	50,14	18,99%	73,85	40,94%	23.276.300	64,01%	1.744,75	12,77%
	Non residenti (*)	7,38	2,80%	19,46	10,79%	5.993.673	16,48%	1.008,98	7,39%
	<b>Totale domestici</b>	<b>57,53</b>	<b>21,78%</b>	<b>93,32</b>	<b>51,73%</b>	<b>29.269.973</b>	<b>80,49%</b>	<b>2.753,73</b>	<b>20,16%</b>
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	5,69	2,15%	nd	nd	nd	nd	335,13	2,45%
	Clienti non domestici di bassa tensione (escl. Illuminaz.pubblica)	68,66	26,00%	52,15	28,91%	6.993.981	19,23%	4.892,24	35,82%
	Clienti di media tensione (escl. illuminazione pubblica)	93,68	35,47%	25,17	13,95%	101.028	0,28%	4.693,41	34,36%
	Clienti di alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferrov.)	38,53	14,59%	9,76	5,41%	1.118	0,00%	983,31	7,20%
	<b>Totale non domestici</b>	<b>206,55</b>	<b>78,22%</b>	<b>87,07</b>	<b>48,27%</b>	<b>7.096.127</b>	<b>19,51%</b>	<b>10.904,09</b>	<b>79,84%</b>
	<b>TOTALE</b>	<b>264,08</b>	<b>100,00%</b>	<b>180,39</b>	<b>100,00%</b>	<b>36.366.101</b>	<b>100,00%</b>	<b>13.657,81</b>	<b>100,00%</b>

(\*) prima stima sulla base di una suddivisione forfetaria dei consumi del primo scaglione

Fonte: ARERA. Elaborazioni su fonti CSEA e GSE.

energia, definite in attuazione dell'art. 39, comma 3, decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, così come modificato dalla legge di conversione 7 agosto 2012, n. 134.

Nel corso del 2017, in conformità a quanto previsto dal paragrafo 199 della *Disciplina in materia di aiuti di stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020* (di cui alla Comunicazione 2014/C 200/01, di seguito Linee guida), la Commissione europea ha approvato con la decisione C(2017) 3406 il piano di adeguamento presentato dal Governo italiano per il periodo antecedente il 1 gennaio 2018, che prevede un aggiustamento graduale e che assicuri a ciascuna impresa a forte consumo di energia elettrica il pagamento del contributo minimo previsto agli oneri per il supporto alle fonti rinnovabili e la cogenerazione del meccanismo Cip 6/92 (cfr. paragrafo precedente relativo alla riforma degli oneri generali).

La decisione della Commissione europea C(2017) 3406 prevede (cfr. punti 62 e 66 della decisione):

- un contributo minimo pari al valore minore tra il 15% del contributo teorico agli oneri del c.d. "perimetro A<sub>3</sub>" (definito al punto 37, lettera a, della decisione) e lo 0,5% del VAL (valore aggiunto lordo) per le imprese a forte consumo di energia operanti nei

settori degli Annessi 3 e 5 alle Linee guida e caratterizzate da un indice di intensità energetica rispetto al VAL, calcolato come indicato nell'Annesso 4 alle Linee guida (di seguito: *electro-intensity*) superiore al 20%;

- un contributo minimo pari al valore minore tra il 15% del contributo teorico agli oneri del perimetro A<sub>3</sub> e il 4% del VAL per le imprese a forte consumo di energia operanti nei settori dell'Annesso 3 e caratterizzate da un indice di *electro-intensity* inferiore al 20%;
- un contributo minimo pari al 20% del contributo teorico agli oneri del perimetro A<sub>3</sub> per le imprese a forte consumo di energia non operanti nei richiamati settori dell'Annesso 3 e dell'Annesso 5 alle Linee guida, ma inclusi negli elenchi delle imprese a forte consumo di energia elettrica negli anni 2013 e 2014, in applicazione della *grandfathering clause* (di cui al paragrafo 3.7.2 delle Linee guida), ovvero per le imprese a forte consumo di energia operanti nei settori dell'Annesso 5 e caratterizzate da un indice di *electro-intensity* inferiore al 20%;
- un contributo minimo pari al 100% del contributo teorico agli oneri del perimetro A<sub>3</sub> per le imprese che non rientrano in



**TAV. 3.4**

Curva di adeguamento progressivo. Coefficiente % del contributo minimo.

ANNO	% DEL CONTRIBUTO MINIMO RICHIESTO
2011	5%
2012	10%
2013	15%
2014	20%
2015	30%
2016	45%
2017	60%

Fonte: Piano di adeguamento approvato con decisione C(2017) 3406 della Commissione europea".

nessuna delle categorie di cui ai precedenti punti;

- l'applicazione di un coefficiente percentuale del contributo minimo richiesto per il supporto alle fonti rinnovabili come definito ai precedenti punti, che cambia annualmente in applicazione della curva di adeguamento progressivo di cui al paragrafo 197 delle Linee guida come riportato nella tavola 3.4.

In particolare, ai sensi del punto 67 della già richiamata decisione della Commissione europea C(2017) 3406, le imprese a forte consumo di energia elettrica che negli anni dal 2011 in poi non hanno garantito la corresponsione del contributo minimo agli oneri per le fonti rinnovabili e la cogenerazione (di seguito: imprese in condizione di sovracompensazione) dovranno essere soggette al recupero delle somme eventualmente non versate (anche tramite la riduzione delle agevolazioni non ancora erogate), in modo da ottemperare al pagamento del contributo minimo previsto dal piano di adeguamento per ciascun anno.

Con la delibera 6 luglio 2017, 507/2017/R/eel, in seguito alla decisione della Commissione europea C(2017) 3406, l'Autorità ha dato disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) in materia di agevolazioni a favore delle imprese a forte consumo di energia elettrica, con riferimento all'anno 2015 e alla regolazione definitiva delle partite di competenza 2013 e 2014, con l'eccezione delle imprese che risultano in condizione di sovracompensazione; e ha anche disposto istruttorie per l'accertamento delle sovracompensazioni in primo luogo per il periodo dal 2011 al 2014, e successivamente per l'anno 2015.

Con la successiva delibera 18 gennaio 2018, 14/2018/R/eel, l'Autorità ha impartito disposizioni alla medesima CSEA per il recupero delle somme corrispondenti alle sovracompensazioni accertate per il periodo dal 2011 al 2014.

Con la delibera 28 settembre 2017, 655/2017/R/eel l'Autorità ha anche dato disposizioni alla CSEA per l'apertura del portale on-line

ai fini della raccolta delle dichiarazioni attestanti la effettiva sussistenza dei requisiti caratterizzanti le imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno 2016, prevedendo di utilizzare le modalità già previste per l'anno 2015 dalle delibere 28 dicembre 2016, 801/2016/R/eel, 23 febbraio 2017, 81/2017/R/eel e 09 marzo 2017 134/2017/R/eel.

Di seguito la tavola 3.5 riporta la stima dell'ammontare delle agevolazioni per imprese energivore di competenza degli anni 2014 e 2015 e della raccolta della componente  $A_e$  che finanzia tali agevolazioni. I dati relativi alle agevolazioni di competenza 2016 sono attualmente in corso di verifica da parte CSEA.

Ai sensi di quanto previsto dalla delibera 655/2017/R/eel, la CSEA ha messo a disposizione dal 16 ottobre al 30 novembre 2017 il portale per l'aggiornamento dell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno 2016. Con la determinazione DIEU 11/2017, sono state date disposizioni in materia di raccolta dei dati di bilancio rilevanti ai fini del calcolo del valore aggiunto lordo (VAL) nell'ambito delle dichiarazioni attestanti la titolarità dei requisiti tipici delle imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno 2016.

Si segnala infine che, con la più recente delibera 29 marzo 2018, 181/2018/R/eel, sono state definite norme attuative per consentire alla CSEA di procedere all'erogazione delle agevolazioni a favore delle imprese a forte consumo di energia di competenza degli anni 2016 e 2017 e agli altri adempimenti istruttori connessi (verifiche di sovracompensazione ai sensi della decisione della Commissione europea C(2017) 3406).

In attuazione di quanto previsto dall'art. 19, comma 2, della legge 20 novembre 2017, n. 167, il Ministro dello sviluppo economico ha adottato, in data 21 dicembre 2017, il decreto recante *Disposizioni*

## TAV. 3.5

Stima delle agevolazioni per le imprese energivore di competenza 2014 e 2015 e contributo dei clienti non energivori alla raccolta della componente A<sub>e</sub>.

	MILIONI DI EURO (COMPETENZA)		ENERGIA (TWH/ANNO)	
	2014	2015	2014	2015
<b>Agevolazioni</b>				
Imprese energivore MT	-308,2	-324,4	24,2	24,4
Imprese energivore AT/AAT	-288,9	-292,4	27,8	28,1
<b>TOTALE</b>	<b>-597,1</b>	<b>-616,9</b>	<b>52,1</b>	<b>52,5</b>
<b>Contributo Ae (non energivori)</b>				
BT domestici	201,5	168,6	58,8	59,9
BT non domestici	297,4	261,3	63,6	67,9
IP (BT e MT)	26,4	21,8	6,1	6,1
MT non energivori	270,5	223,6	69,5	69,9
AT non energivori	5,7	13,2	5,7	8,5
<b>TOTALE</b>	<b>801,5</b>	<b>688,6</b>	<b>203,7</b>	<b>212,3</b>

Fonte: ARERA/ CSEA - Dati soggetti a variazioni in esito a controlli ancora in corso presso CSEA

in materia di riduzioni delle tariffe a copertura degli oneri generali di sistema per imprese energivore. Tale decreto è stato adottato dal Ministro dello sviluppo economico dopo che sia l'Autorità sia le competenti commissioni parlamentari hanno espresso il proprio parere sul possibile schema del decreto.

Il decreto 21 dicembre 2017 persegue la finalità di riordinare il sistema delle agevolazioni per le imprese energivore al fine di armonizzarlo alle disposizioni comunitarie in materia. La nuova disciplina delle agevolazioni delle imprese a forte consumo di energia elettrica definita dal decreto 21 dicembre 2017 ha decorrenza dal 1 gennaio 2018.

Con la delibera 921/2017/R/eel, l'Autorità ha adottato le disposizioni necessarie ad attuare il nuovo meccanismo di agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica, disciplinato dal decreto 21 dicembre 2017, a valere dal 1 gennaio 2018, in coerenza con la struttura tariffaria stabilita dall'Autorità dei nuovi raggruppamenti degli oneri generali di sistema elettrico definita dalla delibera 481/2017/R/eel (si veda il paragrafo "riforma degli oneri per i clienti non domestici").

La richiamata delibera prevede l'applicazione di aliquote differenziate della componente ASOS (secondo il nuovo raggruppamento degli oneri generali relativo al finanziamento delle fonti rinnovabili e della cogenerazione del meccanismo CIP 6/92) tra clienti non agevolati e clienti agevolati, ossia a forte consumo di energia, in funzione della classe di agevolazione di appartenenza, come definita

dal decreto 21 dicembre 2017.

La delibera 921/2017/R/eel dettaglia nell'Allegato A le disposizioni per la CSEA, valide sia per il periodo transitorio (ossia la fase di prima applicazione nel 2018) che per la situazione a regime, con riferimento alla raccolta dati, alla predisposizione degli elenchi delle imprese a forte consumo di energia elettrica, all'assegnazione alle medesime imprese delle varie classi di agevolazioni e al controllo dei dati al fine della verifica dei requisiti delle imprese.

Al fine dell'attribuzione della classe di agevolazione dei singoli punti di prelievo e per facilitare le attività delle imprese distributrici e dei venditori, la delibera definisce modalità affinché i dati relativi alle classi di agevolazione siano trasmessi al Sistema Informativo Integrato (SII), che abbina a ciascuna Partita IVA di impresa a forte consumo di energia elettrica i relativi POD.

Infine, in considerazione della presenza di unità di consumo che possono rientrare tra le imprese a forte consumo di energia elettrica nell'ambito dei Sistemi di distribuzione chiusi (SDC) e di Altri sistemi semplici di produzione e consumo (ASSPC), la delibera dispone l'aggiornamento del Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi (TISDC) e del Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo (TISSPC). In particolare è definito il criterio di calcolo delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali da applicare in corrispondenza dei punti di connessione con la rete pubblica che tiene conto dell'eventuale presenza di imprese a forte consumo di energia.

# Investimenti nelle infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari

## Valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN

L'Autorità ha fornito e pubblicato, con delibera 14 dicembre 2017, 862/2017/R/eel, la propria valutazione sullo schema di piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale (RTN).

Tale valutazione fa seguito al processo di consultazione svoltosi da inizio maggio a fine luglio 2017, che ha previsto anche l'organizzazione di sessioni pubbliche di discussione, tenutesi il 17 luglio 2017 presso le sedi dell'Autorità. La ormai consolidata modalità di svolgimento del seminario pubblico (preceduta da quesiti dei soggetti interessati, cui Terna fornisce risposte e osservazioni durante il seminario) è stata integrata per la prima volta da sessioni tematiche che hanno riguardato due aspetti specifici:

- l'integrazione degli scenari di sviluppo in ambito energetico, con riferimento alle attività in corso in Europa e ai riflessi sulle attività italiane;
- le congestioni tra Sud e Nord del Paese, per l'identificazione delle criticità previste e la pianificazione dei relativi interventi di sviluppo.

Nella propria valutazione, oltre a sottolineare il carattere di innovazione dello schema di Piano di sviluppo 2017, soprattutto in relazione all'implementazione della nuova metodologia di analisi costi benefici (cosiddetta CBA 2.0) e a fornire raccomandazioni per futuri miglioramenti, l'Autorità ha rilasciato il proprio nulla osta all'approvazione dello schema di Piano 2017 da parte del Ministro dello sviluppo economico, a condizione che:

- l'intervento Sa.Co.I.3 Sardegna - Corsica - Italia Continentale veda adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei che paiono auspicabili in relazione alle esternalità positive

dell'intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;

- l'intervento di interconnessione Italia - Tunisia sia confermato "in valutazione", allo scopo di favorire lo sviluppo di un quadro informativo più completo, che faccia emergere il beneficio per ciascun Paese coinvolto in vista di una conseguente allocazione dei relativi costi di sviluppo, nonché le evidenze della sua utilità non solo per il sistema elettrico italiano, ma più in generale per l'intero sistema europeo, investendo quindi profili che devono essere affrontati nella dovuta sede europea;
- le eventuali installazioni di sistemi di accumulo diffuso, ulteriori rispetto ai 35 MW sperimentali approvati in sede di Piano di sviluppo 2011, siano confermate "in valutazione" atteso che il giudizio su tale intervento non può prescindere dal completamento della fase di sperimentazione, dalla verifica degli esiti di tali sperimentazioni e da appropriate analisi costi benefici che ne dimostrino l'utilità per il sistema elettrico italiano;
- le sedici proposte di acquisizione di porzioni di rete di proprietà di produttori e relativo inserimento nella RTN siano stralciate dallo schema di Piano, a fini di riproposizione, con i previsti elementi informativi, in successivi schemi di Piano di sviluppo.

Infine, l'Autorità ha disposto che Terna effettui una analisi costi-benefici del solo secondo polo del collegamento di interconnessione tra Italia e Montenegro e di trasmettere all'Autorità, entro il 30 aprile 2018, un documento pubblicabile con ipotesi e risultati di tale analisi costi-benefici.

## Valutazione della coerenza con il Piano di sviluppo comunitario

L'Autorità ha valutato la coerenza tra il Piano decennale dello

sviluppo della RTN e il Piano di sviluppo comunitario *Ten Year Network Development* (TYNDP):

- in sede di proprio contributo all'opinione di ACER 08/2017 del 3 aprile 2017 sui progetti elettrici nei piani di sviluppo nazionali e nel TYNDP 2016;
- nella fase di preparazione della già richiamata valutazione sul piano di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale (Delibera 862/2017/R/eel).

I principali elementi di attenzione nel confronto tra lo schema di Piano 2017 e il TYNDP 2016 hanno riguardato le stime di costo di investimento per il sistema italiano relative a due progetti transfrontalieri: l'intervento Sa.Co.I.3 Sardegna - Corsica - Italia Continentale e l'intervento di interconnessione Italia - Tunisia. Tali elementi hanno contribuito alle specifiche condizioni formulate al Ministero dello sviluppo economico per la successiva fase di approvazione dello schema di Piano 2017.

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

### Regolamenti europei per il mercato elettrico

I regolamenti europei relativi al mercato elettrico, identificati anche come Codici di rete o Linee guida, sono provvedimenti normativi di carattere tecnico funzionali al completamento del mercato interno dell'energia. Il regolamento (CE) 714/2009, in coerenza con

il regolamento per il mercato elettrico del c.d. Terzo pacchetto, ne ha definito le aree di intervento e indicato il processo di sviluppo e approvazione che si è concluso nel 2017.

Informalmente, i Codici di rete e le Linee guida possono essere raggruppati in tre grandi famiglie: di mercato, di connessione e di gestione della rete. L'elenco completo è riportato nella tavola 3.6.

#### TAV. 3.6

Codici di rete e Linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2009

	REGOLAMENTO	ABBREVIAZIONE (ACRONIMO)	ENTRATA IN VIGORE
Codici di mercato	Regolamento (UE) 1222/2015	CACM GL (Capacity Allocation and Congestion Management Guideline)	15 agosto 2015
	Regolamento (UE) 1719/2016	FCA GL (Forward Capacity Allocation Guideline)	17 ottobre 2016
	Regolamento (UE) 2195/2017	EB GL (Electricity Balancing Guideline)	18 dicembre 2017
Codici di connessione	Regolamento (UE) 631/2016	RfG NC (Requirements for Generators Network Code)	17 maggio 2016
	Regolamento (UE) 1388/2016	DCC (Demand Connection Network Code)	7 settembre 2017
	Regolamento (UE) 1447/2016	HVDC NC (High Voltage Direct Current Network Code)	28 settembre 2016
Codici di gestione della rete	Regolamento (UE) 1485/2017	SO GL (System Operation Guideline)	14 settembre 2017
	Regolamento (UE) 2196/2017	ER NC (Emergency and Restoration Network Code)	18 dicembre 2017

Fonte: ARERA

Lo stato di implementazione di Linee guida e Codici di rete al termine del 2017 è quello sintetizzato nella figura 3.1. Da essa si nota che, se alcune attività sono state portate a compimento (in blu), molte altre vedranno impegnata l'Autorità negli anni a venire. Nello specifico, i valori riportati negli istogrammi quantificano il numero dei differenti processi di implementazione nazionale delle varie previsioni contenute nei regolamenti.

Nell'elenco di regolamenti riportato nella tavola 3.6 e nella figura 3.1 compaiono le diciture Codice di rete (NC) e Linea guida (GL). La sostanziale differenza tra le due categorie è riconducibile al fatto che i primi, i Codici di rete, identificano delle regole direttamente implementabili a livello nazionale mentre le seconde, le Linee guida, prevedono la successiva elaborazione di una serie di disposizioni attuative, denominate *Terms and Conditions* (TC) o *Methodologies* (M, o "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 di TSO e/o NEMO (le borse dell'energia) che i regolatori di ciascuno stato membro sono chiamati a valutare e approvare. Il processo di elaborazione delle metodologie è stato avviato nel 2015 in riferimento al regolamento CACM GL per poi essere esteso alle altre Linee guida tra il 2016 (FCA GL) e il 2017 (SO GL, EB GL). Dalla figura 3.1 si evince che 6 delle 15 metodologie

previste nell'ambito del regolamento FCA devono ancora essere portate a compimento.

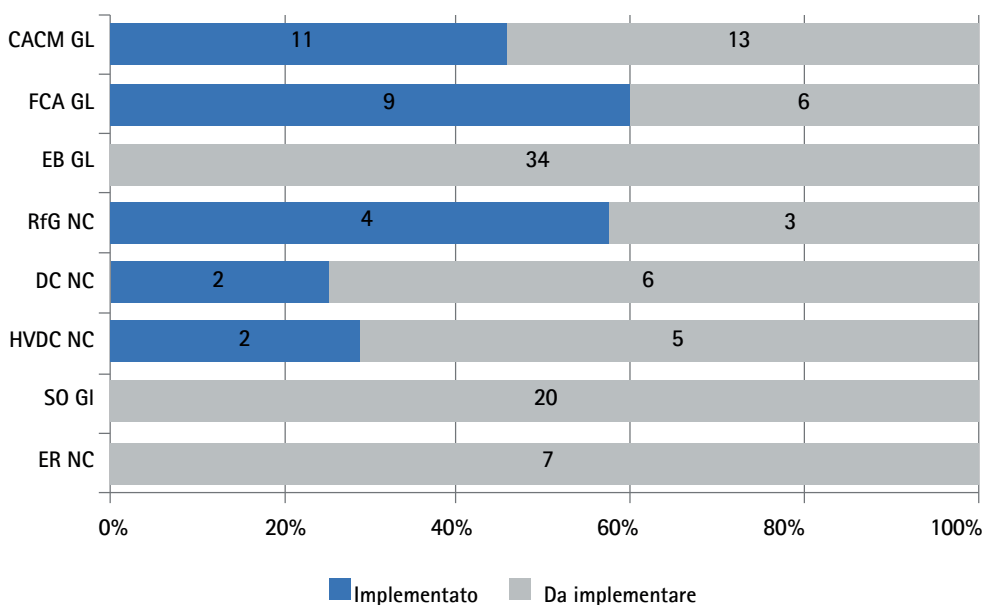
### Processi decisionali regionali ed europei

L'ambito geografico di adozione delle metodologie (se ne contano all'incirca un centinaio) può essere, a seconda dei casi, di natura paneuropea, regionale o nazionale.

Le decisioni in merito alle metodologie avvengono in un contesto denominato *Electricity Regulatory Forum* (ERF), cui partecipano con diritto di voto tutti i regolatori dell'Unione Europea e cui sono ammessi in qualità di osservatori il regolatore norvegese e ACER, ma non la Commissione Europea.

Le decisioni in seno all'ERF devono essere prese all'unanimità. Ciò può comportare l'accordo nell'approvare la proposta, nel qual caso ogni regolatore recepisce nel proprio ordinamento nazionale la proposta di metodologia. Tuttavia, l'unanimità potrebbe anche significare che tutti i regolatori competenti concordano di chiedere ai rispettivi TSO e/o NEMO di apportare degli emendamenti alle proposte (*Request for Amendments* - RfA). Anche in questo caso ogni regolatore recepisce la decisione dell'ERF a livello nazionale e istruisce conseguentemente TSO e/o NEMO, rispettivamente Terna e GME nel caso italiano, di rivedere la proposta.

In mancanza di unanimità, la proposta di TC o M è trasferita ad ACER che, dopo consultazione con le parti interessate, finalizza il



**FIG. 3.1**

Stato di implementazione delle previsioni di Codici di rete e Linee guida in Italia

testo e lo sottopone al Board of Regulators (BoR) per approvazione. L'approvazione, in questo caso, è a maggioranza qualificata dei due terzi (una testa, un voto). Il processo è sintetizzato nello schema di figura 3.2. In termini di durata, secondo una rigorosa lettura dei regolamenti, tale processo potrebbe richiedere fino a un massimo di ventidue mesi. In realtà, ad oggi si sono verificati processi anche più lunghi. Per quanto riguarda le metodologie ad approvazione regionale, l'ambito geografico di applicazione cambia a seconda del regolamento coinvolto.

Per i regolamenti CACM e FCA sono state identificate le cosiddette Regioni per il calcolo della capacità (CCR), approvate da ACER con la decisione 06/2016. L'Italia fa parte della CCR Italy North, per quanto riguarda le frontiere con Francia, Slovenia e Austria; e della CCR Greece-Italy, per quanto riguarda la frontiera con la Grecia e i confini fra le zone interne al territorio nazionale. La figura 3.3 riporta una schematizzazione delle CCR.

Il regolamento SO GL prevede alcune metodologie relative alle CCR, mentre altre metodologie devono essere approvate all'interno di ciascuna area sincrona, coincidente con la porzione della rete europea che condivide la stessa frequenza.

Infine il regolamento EB GL opera con geometria fortemente variabile a seconda della metodologia coinvolte: si passa, infatti, da perimetri che includono i soli stati membri che intendono utilizzare un dato prodotto di bilanciamento, a perimetri coincidenti con le CCR, a perimetri che tengono conto di accordi per lo scambio di risorse specifiche.

### L'impegno dell'Autorità nel 2017

L'Autorità è stata parte attiva in sede europea nell'ambito del processo di sviluppo dei Codici di rete e Linee guida a partire dal 2011 e ha supportato il Ministero dello sviluppo economico durante la fase di comitologia che ha portato alla votazione dei regolamenti stessi.

In particolare il personale l'Autorità ha guidato, in ambito ACER, il gruppo di lavoro dei regolatori volto alla definizione delle *framework guidelines* dell'Agenzia sulla base delle quali ENTSOE ha sviluppato il regolamento (UE) 2195/2017 (EB GL) relativo all'integrazione dei mercati di bilanciamento, entrato in vigore il 18 dicembre 2017.

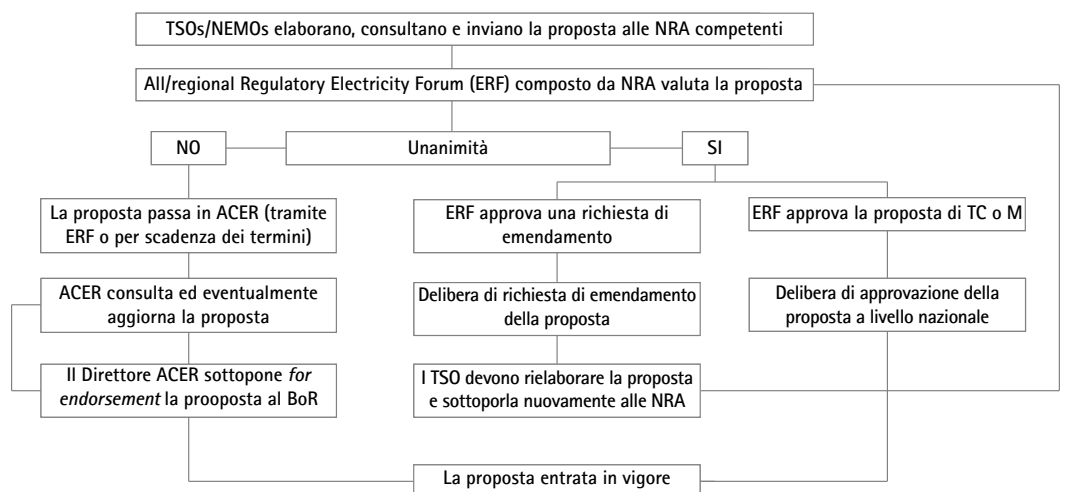
Per presidiare lo sviluppo e l'implementazione di questa nuova normativa europea l'Autorità, nel rivedere il proprio assetto organizzativo nel febbraio 2017, ha istituito un apposito ufficio: l'Ufficio Speciale Regolazione Euro-unitaria (REU) nell'ambito della Divisione Energia.

Con particolare riferimento all'implementazione dei codici di mercato a livello regionale, l'Autorità, nel corso del 2017, ha promosso un *memorandum of understanding* con i regolatori di Francia, Austria Slovenia e Grecia in esito ai quali sono state definite le regole di governance applicate nell'approvazione delle proposte di TSO e/o NEMO.

In estrema sintesi, solo nel corso del 2017, l'Autorità ha pubblicato 23 provvedimenti (delibere o documenti per la consultazione) di implementazione dei Codici di rete o Linee guida, 18 dei quali

FIG. 3.2

Schema di approvazione delle TC o M europee o regionali



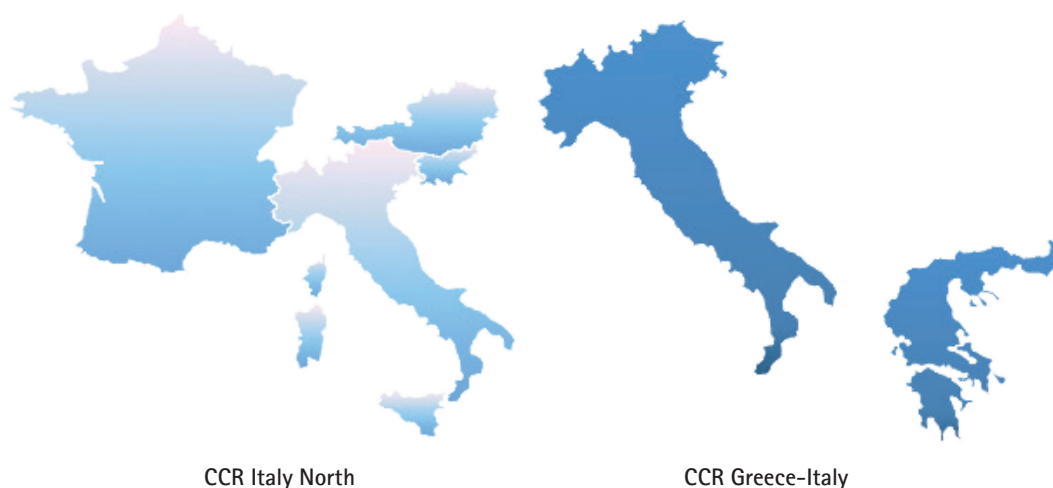


FIG. 3.3

Regione Italy North

relativi alle metodologie implementative previste dalle stesse Linee guida.

Al fine di favorire la massima trasparenza su processi decisionali spesso complessi e il coinvolgimento di tutti gli stakeholder nazionali, l'Autorità si è fatta inoltre promotrice di diverse iniziative di confronto pubblico, a livello europeo, regionale e nazionale.

### Focus sui Codici di mercato

Nel seguito, vengono presentati i principali interventi dell'Autorità che, nel corso del 2017, hanno dato un contributo all'integrazione dei mercati elettrici a livello europeo, con particolare riferimento ai Codici di mercato.

#### Forward capacity allocation (FCA)

Il regolamento FCA fissa i requisiti che devono essere soddisfatti dai diritti di trasmissione di lungo termine assegnati a livello europeo, unitamente alle modalità di allocazione.

Nel corso del 2017 l'Autorità, facendo seguito alle decisioni assunte in sede ERF, ha approvato le metodologie per lo scambio dei dati inerenti la generazione e il carico necessari per la predisposizione del modello di rete europeo (delibera 16 novembre 2017, 766/2017/R/eel) e i requisiti per l'istituzione della piattaforma unica di allocazione e per la suddivisione dei relativi costi (delibera 12 ottobre 2017, 685/2017/R/eel). L'Autorità ha altresì partecipato all'iter di approvazione delle regole armonizzate per l'allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine, conclusosi con la decisione 03/2017

adottata da ACER a seguito del mancato accordo dei regolatori in sede ERF.

A livello regionale l'Autorità ha approvato, previo accordo unanime nei corrispondenti forum regionali, le proposte per la tipologia dei diritti di trasmissione di lungo termine (delibere 19 ottobre 2017, 701/2017/R/eel e 703/2017/R/eel) e per le regole specifiche di allocazione (delibere 19 ottobre 2017, 699/2017/R/eel e 702/2017/R/eel) applicabili sulle frontiere con Austria, Slovenia, Francia e Grecia.

Infine, sempre ai sensi del regolamento FCA, l'Autorità ha dovuto adottare alcune disposizioni inerenti i diritti di trasmissione di lungo termine relativi ai confini fra le zone interne al territorio nazionale: in particolare con la delibera 12 maggio 2017, 333/2017/R/eel, adottata a seguito del documento per la consultazione 3 marzo 2017, 110/2017/R/eel, è stato deciso di non allocare diritti di trasmissione ai sensi del regolamento FCA, ma di proseguire con i prodotti di copertura ad oggi in vigore (CCC e CCP).

#### Capacity allocation and congestion management (CACM)

Nell'ambito dell'implementazione del regolamento CACM l'Autorità è stata principalmente coinvolta nella valutazione, svolta congiuntamente con gli altri regolatori europei, delle diverse metodologie che TSO e NEMO sono chiamati a sviluppare per la realizzazione dei mercati europei integrati nell'orizzonte temporale giornaliero e infragiornaliero (*single day ahead e intraday coupling*).

In particolare tutti i regolatori europei hanno congiuntamente richiesto modifiche alla metodologia relativa ai prodotti scambiabili nei mercati e alle procedure di backup che i NEMO devono



predispone in caso di malfunzionamento del mercato del giorno prima (delibere 3 agosto 2017, 599/2017/R/eel e 600/2017/R/eel). Sono state invece approvate: la metodologia relativa allo svolgimento della funzione di Market Coupling Operator (delibera 22 giugno 2017, 467/2017/R/eel) che rappresenta l'ossatura del funzionamento del futuro mercato europeo integrato, e la metodologia relativa al modello di rete comune che i TSO sono chiamati a realizzare per poter procedere a un calcolo congiunto e armonizzato delle diverse capacità interzonali da rendere disponibili al mercato.

Oltre all'implementazione delle diverse metodologie, il regolamento CACM disciplina anche le modalità con cui si può rivedere la configurazione delle zone d'offerta a livello europeo, regionale (CCR) e nazionale. In particolare, l'art. 32 del suddetto regolamento definisce le varie fasi del processo (dall'identificazione della configurazione zonale alternativa a quella vigente, alle relative valutazioni a cura dei TSO coinvolti nel processo), mentre l'art. 33 indica i criteri minimi (sicurezza dell'esercizio, impatto sui mercati, robustezza della configurazione zonale nel tempo) che devono essere tenuti in conto in sede di revisione.

La configurazione zonale attualmente vigente in Italia risale al 2012. Inizialmente, con validità limitata al 2014, essa è stata più volte prorogata dall'Autorità, dapprima per evitare sovrapposizioni con l'implementazione del *market coupling* sulle frontiere con Francia e Austria (2015), e successivamente per consentire a Terna di adeguare le modalità di revisione della configurazione zonale alle disposizioni introdotte con il regolamento CACM (anni 2016, 2017 e 2018). In parallelo l'Autorità ha condotto con Terna un'attività preparatoria finalizzata ad acquisire informazioni sulle configurazioni zonali alternative e sulla metodologia di analisi che si sarebbe inteso utilizzare per le successive valutazioni. I lavori, avviati con la delibera 4 agosto 2016, 461/2016/R/eel, e proseguiti secondo le disposizioni di cui alla delibera 28 giugno 2017, 496/2017/R/eel, si sono conclusi a inizio 2018, allorché l'Autorità, avendo ritenuto conclusa la fase preparatoria con la delibera 18 gennaio 2018, 22/2018/R/eel, ha avviato formalmente la revisione delle zone ai sensi dell'art. 32, comma 1, lettera d), del regolamento CACM (avvio disposto su base nazionale e limitato alle sole zone interne con impatto trascurabile sulle zone dei paesi confinanti)

### Regolamento Balancing (BAL)

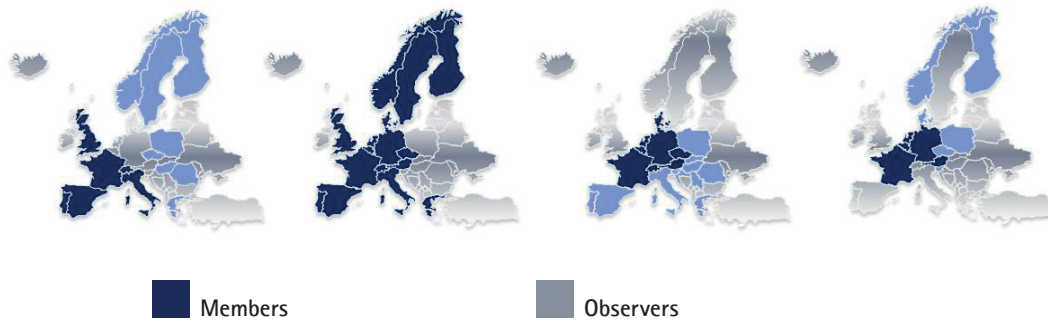
Il regolamento europeo 2195/2017, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico, *Regolamento Balancing* (BAL), è entrato in vigore il 18 dicembre 2017, pertanto il flusso di lavoro dei provvedimenti che porterà all'approvazione a livello nazionale delle metodologie di implementazione delle Linee guida è previsto a partire dal 2018 e per gli anni successivi. Tuttavia, nel corso del 2017 l'Autorità ha costantemente partecipato alla *task force* dei regolatori dedicata, dialogando con i gruppi di lavoro dell'associazione dei TSO (ENTSO-E), già da tempo impegnati nei progetti di implementazione che porteranno alla definizione formale delle metodologie richieste ai sensi del BAL. Tra questi, l'Autorità coordina come co-leader, per conto dei regolatori, le attività con i TSO relative alla valorizzazione degli sbilanciamenti e al *settlement* tra TSO. Da tempo inoltre l'Autorità è coinvolta nel progetto TERRE (*Trans-European Replacement Reserves Exchange*), progetto pilota riconosciuto come riferimento per l'implementazione della piattaforma europea di scambio della riserva di sostituzione (*Replacement reserve*, nella nomenclatura del BAL). Nel corso del 2017 l'Autorità ha inoltre partecipato ai cosiddetti *Implementation Group* dei progetti di riferimento per l'implementazione delle piattaforme europee (Fig 3.4) e in particolare ha contribuito, insieme agli altri regolatori, alla stesura degli *opinion paper* in risposta alle consultazioni pubbliche dei progetti TERRE e MARI, nei quali l'Italia, con il proprio TSO Terna, partecipa come full member. L'impegno dell'Autorità su questi tavoli è volto a garantire coerenza tra i processi di integrazione europei e la disciplina nazionale del dispacciamento, per trarre i massimi benefici dall'armonizzazione senza pregiudicare l'efficienza del proprio modello di mercato.

Il regolamento sulla *System Operation* (SO) è entrato in vigore nel corso del 2017. Le prime metodologie sviluppate riguardano la definizione dei blocchi rilevanti per la regolazione di frequenza (c.d. *LFC block*), del modello di rete comune europeo per le analisi di sicurezza dell'esercizio coordinate a livello transnazionale, dei requisiti generali per lo scambio dei dati e delle informazioni fra tutti i soggetti (produttori, clienti finali, distributori, gestori della rete di trasmissione) coinvolti nella sicurezza dell'esercizio e dei criteri per l'analisi costi e benefici necessari alla definizione del periodo



di consegna per la regolazione primaria di frequenza per i dispositivi con ridotta disponibilità di energia. Le proposte

sono pervenute a marzo 2018 e saranno oggetto di valutazione a cura dei regolatori nel corso dello stesso anno.



**FIG. 3.4**

Piattaforme TERRE, MARI, IGCC e PICASSO (da sinistra a destra)

## Promozione della concorrenza, tutela dell'ambiente e innovazione

### Progetti pilota e sperimentazioni

#### Sperimentazione tariffaria per pompe di calore utilizzate come unico sistema di riscaldamento

Come già illustrato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, tra il 1 luglio 2014 e il 31 dicembre 2016, per i clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento della propria abitazione di residenza è stato possibile presentare richiesta di adesione alla sperimentazione tariffaria avviata dall'Autorità con la delibera 8 maggio 2014, 205/2014/R/eel. A decorrere da tale data è stato possibile per i clienti presentare richiesta di adesione, ottenere l'applicazione di una tariffa elettrica non progressiva (c.d. tariffa D1-pdc) e, conseguentemente, essere sottoposti a monitoraggio in continuo dei propri prelievi di energia elettrica per consentire all'Autorità di raccogliere

informazioni e dati utili ai fini della caratterizzazione di questa particolare tipologia di clienti.

Nella *Relazione Annuale 2017* si era evidenziato come l'iniziativa avesse riscosso un discreto interesse tra le famiglie italiane: al 15 ottobre 2016, dopo circa 28 mesi dall'avvio, le adesioni superavano le 10.000. La sesta e ultima edizione della raccolta dati prevista dalla delibera 205/2014/R/eel, con la quale l'Autorità ha ricevuto dalle imprese di distribuzione gli aggiornamenti delle banche dati relative ai dati anagrafici e di prelievo elettrico dei clienti che risultavano aver aderito alla sperimentazione fino alla data ultima disponibile (31 dicembre 2016), si è svolta nel mese di febbraio 2018 e ha certificato come le famiglie alla fine complessivamente aderenti siano state più di 11.000.

L'alto numero di famiglie aderenti e l'orizzonte pluriennale di monitoraggio quartorario dei prelievi di energia elettrica hanno reso particolarmente ponderosa la banca dati complessiva derivata dall'unione delle sei edizioni della raccolta dati associata alla sperimentazione. Di conseguenza, prima di poter procedere ad analisi statistiche estensive, si sono rese necessarie rilevanti attività di verifica e consolidamento dei dati. Alcuni primi risultati preliminari, riguardanti la distribuzione geografica delle famiglie aderenti, la tempistica delle installazioni e l'utilizzo combinato di pompe di calore e impianti fotovoltaici, sono già stati presentati nella precedente *Relazione Annuale*.

Di seguito si concentra l'attenzione su alcune caratteristiche delle abitazioni dotate di pompa di calore come unico sistema di riscaldamento e della relativa fornitura di energia elettrica. Dall'analisi del campione di oltre 10.000 abitazioni riscaldate con pompa di calore emergono:

- una netta prevalenza di abitazioni di dimensioni medio-grandi; il 40% si colloca infatti nell'intervallo tra 100 e 160 mq e la taglia media è pari a circa 150 mq;
- l'utilizzo di un punto di prelievo dedicato ad alimentare la pompa di calore solo nel 10% dei casi, mentre nel restante 90% dei casi il punto di prelievo è unico per tutti i prelievi dell'abitazione;
- un valore medio di potenza contrattualmente impegnata pari a 7,4 kW; 6 kW risulta essere il valore di potenza impegnata nettamente più frequente, adottato nei contratti di quasi la metà dei clienti, mentre solo l'8% della abitazioni mostra potenze superiori a 10 kW;
- una potenza contrattualmente impegnata pari in media a circa il doppio della potenza elettrica di targa della pompa di calore;
- un volume medio di energia prelevata di poco inferiore ai 6000 kWh/anno.

### Sperimentazione di sistemi di accumulo dell'energia elettrica

Nel corso del 2017 sono stati per la prima volta presentati e disseminati i risultati del primo anno di esercizio dei sistemi di accumulo realizzati da Terna, anche grazie a un seminario pubblico svoltosi il 27 settembre 2017.

Il 2016 ha seguito un anno di pre-esercizio caratterizzato da alcune problematiche di indisponibilità e anomalie dei progetti pilota *energy-driven* già installati, che ha portato Terna a considerare come primo anno di esercizio effettivo il 2016 stesso.

I 3 progetti pilota *energy-driven* (con potenza complessiva di 34,8 MW

ora interamente installata) hanno mostrato valori di efficienza energetica ancora non soddisfacenti e alcune residue limitazioni di disponibilità. I costi di investimento complessivi per le tre installazioni (fino al 2015) sono stati dell'ordine di 159-165 milioni di euro, mentre i costi di investimento e i costi operativi nel 2016 risultano di fatto trascurabili. Il beneficio reso dalle tre installazioni pilota di Ginestra, Flumeri e Scampitella per la riduzione dei volumi di mancata produzione eolica nel 2016 è così sintetizzabile:

- *saving* di mancata produzione eolica nel 2016: 17,71 GWh/anno;
- beneficio legato al *saving* (valorizzato 43 euro/MWh): 0,76 milioni euro/anno.

Nella valutazione degli impatti delle installazioni pilota vanno inoltre considerati:

- gli scambi di energia per asservimento al servizio di regolazione secondaria (da 4000 a 5500 ore a seconda dell'impianto), che, come somma di energia in ingresso e energia in uscita, sono stati nel 2016 pari a 18,55 GWh;
- le perdite energetiche, che nel corso del 2016 sono state complessivamente pari a 23,25 GWh.

Sono invece risultati estremamente interessanti in termini di rapporto costi/benefici le analisi sugli interventi di *Dynamic Thermal Rating* (DTR) che erano richiesti dalle delibere dell'Autorità sulle stesse porzioni di rete interessate dai progetti pilota di accumulo.

Terna ha concluso le analisi di impatto segnalando che il DTR può incrementare la corrente massima trasportabile in sicurezza dalla linea di un valore massimo dell'ordine del 30% in uno scenario estivo, e di circa il 10% in quello invernale. I costi di investimento per le tre installazioni DTR sulle due dorsali Benevento 2 - Volturara - Celle San Vito e Bisaccia - Bisaccia 380 sono stati pari a 840 mila euro; i costi operativi (ricordabili al costo del personale, delle attrezzature per l'esecuzione del piano di manutenzione ordinaria e straordinaria e ad altri costi quali il canone annuale di utilizzo del traffico dati delle schede SIM impiegate) sono trascurabili.

Il beneficio reso dalle tre installazioni DTR sulle due dorsali Benevento 2 - Volturara - Celle San Vito e Bisaccia - Bisaccia 380 per la riduzione dei volumi di mancata produzione eolica nel 2016 è così sintetizzabile:

- *saving* di mancata produzione eolica nel 2016: 49,11 GWh/anno;
- beneficio legato al *saving* (valorizzato 43 euro/MWh): 2,11 milioni euro/anno

# Tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita

## Definizione della remunerazione spettante ai produttori di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili nelle isole minori non interconnesse

L'Autorità, dando seguito a quanto previsto dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017 e nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 7 settembre 2017, 614/2017/R/efr, ha pubblicato il documento per la consultazione 1 marzo 2018, 115/2018/R/efr, tramite cui vengono esposti i primi orientamenti in merito alla remunerazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di nuova realizzazione o oggetto di riattivazione e alle modalità di ritiro dell'energia elettrica immessa nella rete isolana.

Il documento per la consultazione 115/2018/R/efr, redatto nelle more dell'ottenimento della deroga prevista dall'art. 44 della direttiva 2009/72/CE<sup>9</sup>, contiene gli orientamenti dell'Autorità in merito a:

- le condizioni per l'accesso alla nuova remunerazione prevista dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017, facendo riferimento il più possibile, con semplificazioni, ai requisiti già previsti dai decreti di incentivazione vigenti sul territorio nazionale. Il soggetto deputato alla verifica dei predetti requisiti, sia in sede di ammissione sia durante la vita utile, è il Gestore dei servizi energetici (GSE);
- le condizioni per la connessione degli impianti di produzione alla rete elettrica e per la misura, confermando quanto già vigente;
- le condizioni per il ritiro dedicato e lo scambio sul posto,

confermando per il momento, nelle more della richiamata deroga, quanto già vigente;

- la determinazione e l'erogazione della remunerazione per l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, prevedendo che, nelle more della richiamata deroga, l'energia elettrica immessa in rete e remunerata ai sensi del decreto ministeriale 14 febbraio 2017 debba essere ritirata dal GSE (come già attualmente avviene nell'ambito del ritiro dedicato, scambio sul posto e *feed in tariff*). Come previsto dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017, la tariffa base unitaria è pari al costo evitato efficiente, entro un valore minimo e un valore massimo indicati per taglia (tali valori minimo e massimo rappresentano l'intervallo entro cui si ritiene debba collocarsi la corretta remunerazione determinata con l'obiettivo della copertura dei costi di produzione con WACC = 5,31%). Ai fini della determinazione del costo evitato efficiente (tramite una formula che, oltre al prezzo del gasolio, tiene conto di costi medi di trasporto del combustibile e del consumo specifico) e dei valori limite distinti per taglia, è stato utilizzato uno studio condotto dalla società Ricerca sul sistema energetico (RSE). I predetti valori minimo e massimo sono stati, in una prima fase, definiti solo con riferimento agli impianti fotovoltaici, essendo quelli che con maggiore probabilità verranno realizzati sulle isole: la remunerazione che ne deriva è comunque applicabile a qualunque impianto alimentato da fonti rinnovabili. Viene anche prospettata una alternativa di semplice applicazione,

<sup>9</sup> Come previsto dall'art. 8, comma 1, del decreto ministeriale 14 febbraio 2017, il Ministero dello sviluppo economico, sentita Terna per quanto di propria competenza, provvede, per l'insieme delle isole minori non interconnesse indicate nel medesimo decreto, a richiedere alla Commissione europea la deroga prevista dall'art. 44 della direttiva 2009/72/CE (prevista per gli Stati membri che possono "dimostrare l'esistenza di seri problemi per la gestione dei loro piccoli sistemi isolati", al fine di "chiedere alla Commissione deroghe alle pertinenti disposizioni dei capi IV, VI, VII e VIII, nonché del capo III, per quanto riguarda il rinnovamento, il potenziamento e espandere la capacità esistente"), evidenziando il contributo atteso che, ai sensi del medesimo decreto, i gestori di rete forniscono ai fini degli obiettivi comunitari su clima ed energia. L'ammissione alle deroghe previste dall'art. 44 della direttiva 2009/72/CE per tutte le isole minori non interconnesse consentirebbe, in tali realtà, la gestione del servizio elettrico da parte di imprese verticalmente integrate, in regime di regolazione completa del servizio, anche per le fasi di produzione e vendita ove non diversamente previsto. Tali deroghe non escluderebbero comunque la presenza di produttori terzi.

secondo cui la "tariffa base" rimanga invariata per tutto il periodo di remunerazione e sia pari alla media aritmetica dei predetti valori minimo e massimo.

- è stato previsto, inoltre, che i predetti valori minimo e massimo, una volta definiti in funzione della data di entrata in esercizio di un impianto, rimangano invariati per tutto il periodo di remunerazione, ipotizzato pari a 20 anni da tale data. Questi valori saranno soggetti a complessiva revisione su base triennale previa consultazione; nell'ambito di ciascun triennio, essi saranno oggetto di revisione automatica (effettuata dall'Autorità) a fronte di eventuali aggiornamenti, ai sensi del Testo integrato che definisce i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021 (TIWACC) e dei parametri che compongono il WACC. I valori così rivisti verranno applicati agli impianti che entrano in esercizio successivamente alle revisioni.
- è stato previsto che ai produttori che percepiscono la remunerazione prevista dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017 si debba applicare un corrispettivo convenzionale a copertura dei costi amministrativi del GSE, pari a 0,05c€/kWh con esclusione degli impianti di potenza fino a 3 kW destinati all'autoconsumo;
- la determinazione ed erogazione della remunerazione per

l'energia termica prodotta da pannelli solari termici, definendo solo la tariffa base unitaria distinta per tecnologia e derivante da studi effettuati da RSE (essa rappresenta la corretta remunerazione ai fini della copertura dei costi di produzione con  $WACC = 5,31\%$  ed è espressa in €/m<sup>2</sup>). È stato, inoltre, previsto che la remunerazione spettante (visti anche i bassi importi) possa essere erogata dal GSE in un'unica soluzione. I predetti valori saranno soggetti a complessiva revisione su base triennale previa consultazione; nell'ambito di ciascun triennio, essi sono oggetto di revisione automatica (effettuata dall'Autorità) a fronte di eventuali aggiornamenti, ai sensi del TIWACC, dei parametri che compongono il WACC. I valori così rivisti verranno applicati agli impianti che vengono installati successivamente a tali revisioni. Ai produttori che percepiscono la remunerazione prevista dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017 si applica un corrispettivo convenzionale a copertura dei costi amministrativi del GSE, pari all'1% del valore del contributo totale spettante al medesimo soggetto, con un massimale pari a 150 euro per ciascun impianto;

Le modalità di rendicontazione dell'applicazione del decreto ministeriale 14 febbraio 2017, descrivendo la raccolta dati annuale ai fini del monitoraggio dell'attuazione del decreto stesso e, in particolare, dei costi posti in capo alla collettività.

---

## Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

---

L'Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambiente ha svolto, anche nel 2017, le funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE), affidatele in via transitoria con decreto del Ministro dello sviluppo economico del 21 giugno 2007, nell'ambito del quadro normativo e con le modalità organizzative già ampiamente illustrate nelle precedenti *Relazioni annuali* dell'Autorità.

Nel mese di marzo 2018, il Ministero dello sviluppo economico ha predisposto e inviato all'Autorità uno schema di decreto recante nuove modalità di gestione del Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale, sostitutivo del vigente (si è ancora in attesa di registrazione alla Corte dei Conti e di pubblicazione) decreto 8

marzo 2006. L'Autorità ha rilasciato intesa in ordine al suddetto schema di decreto con propria delibera del 5 aprile 2018, 215/2018/rds, come previsto dal decreto interministeriale 26 gennaio 2000. Il decreto introduce modifiche sostanziali, particolarmente per quanto riguarda la *governance* della ricerca di sistema elettrico, la tempistica di valutazione dei progetti di ricerca e la programmazione operativa delle attività previste dai Piani triennali approvati dal Ministro dello sviluppo economico.

Per quanto riguarda le attività 2017, l'Autorità:

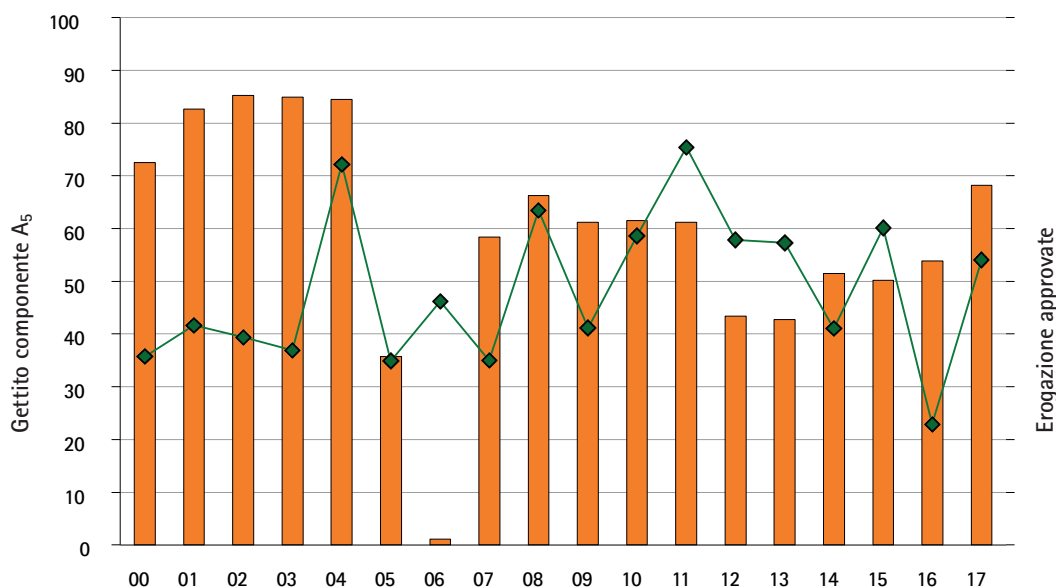
- ha organizzato le attività di valutazione e verifica sui progetti svolti nell'ambito degli accordi di programma in essere tra Ministero dello sviluppo economico ed ENEA e RSE;
- ha organizzato le attività di valutazione e verifica sui progetti presentati ai sensi dei decreti del Ministero dello sviluppo economico 12 dicembre 2008 e 4 maggio 2009 e ammessi al finanziamento per effetto del decreto del medesimo Ministero 16 febbraio 2010;
- ha organizzato le attività di valutazione e le attività connesse con l'approvazione degli aggiustamenti richiesti dagli assegnatari e con la predisposizione dei capitolati tecnici dei progetti presentati ai sensi del decreto del Ministero dello sviluppo economico 30 giugno 2014

e ammessi al finanziamento con decreto del medesimo Ministero 21 aprile 2016;

- ha approvato i capitolati tecnici dei progetti ammessi al finanziamento per effetto del decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 aprile 2016, nonché, quando richiesto, gli aggiustamenti e le varianti richieste dagli assegnatari dei progetti di ricerca;
- ha approvato gli esiti delle verifiche sullo stato di avanzamento e sul conseguimento dei risultati finali per tutti i progetti di ricerca finanziati a valere sul fondo per la ricerca di sistema elettrico, e disposto il pagamento delle quote riconosciute a seguito delle attività di verifica in itinere o finali.

Per le attività di valutazione e verifica sui progetti di ricerca e per le attività connesse con l'approvazione degli aggiustamenti e delle varianti richieste dagli assegnatari, nonché con la predisposizione dei capitolati tecnici, l'Autorità si è avvalsa della CSEA e degli esperti di ricerca di sistema elettrico.

Per quanto riguarda il gettito della componente tariffaria  $A_5$ , che alimenta l'apposito Fondo costituito presso la CSEA, nel corso del 2017, per effetto delle delibere 814/2016/R/com, 200/2017/R/com, e delle delibere 28 giugno 2017, 480/2017/R/com, e 28 settembre 2017, 656/2017/R/com, esso è stato di circa 68,2 milioni di euro,



**FIG. 3.5**

Gettito della componente  $A_5$   
ed erogazioni approvate  
Miliardi di euro

come mostrato nella figura 3.5, dove sono riportati l'andamento del gettito e le erogazioni approvate a partire dal 2000.

### Bandi di gara per la selezione di progetti di ricerca del sistema elettrico

Nel corso del 2017 sono proseguite le attività relative ai progetti di ricerca applicata ammessi al finanziamento ai sensi del decreto del Direttore generale per il Mercato elettrico, le rinnovabili e l'efficienza energetica e il nucleare, del 30 giugno 2014. In particolare, con delibere 9 febbraio 2017, 48/2017/rds, 16 febbraio 2017, 60/2017/rds, 6 aprile 2017, 221/2017/rds, 27 luglio 2017, 551/2017/rds e 21 settembre 2017, 644/2017/rds, si è conclusa l'approvazione dei capitolati tecnici di progetto, mentre, con delibere 16 febbraio 2017, 61/2017/rds, 483/2017/rds e 13 luglio 2017, 523/2017/rds, sono state approvate le richieste di aggiustamento o di varianti presentate dai proponenti dei progetti di ricerca. Sono inoltre proseguite le azioni per il monitoraggio e la verifica del corretto svolgimento dei progetti già avviati e acquisiti i risultati intermedi e risolto le criticità intervenute.

### Attività di valutazione e verifica dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR

Per quanto riguarda ENEA e RSE, nel corso del 2017 si sono svolte le attività di valutazione per l'ammissione al finanziamento e per la verifica finale dei rispettivi piani di realizzazione 2015. In esito alle attività per la verifica dei risultati conseguiti e della congruità, pertinenza e ammissibilità delle spese sostenute nell'ambito del piano 2015, con delibere del 27 luglio 2017, rispettivamente 549/2017/rds e 550/2017/rds, l'Autorità ha approvato il consuntivo delle attività svolte da ENEA e da RSE e disposto l'erogazione delle rispettive quote di contribuzione a saldo (rispettivamente, circa 24,8 e 29,3 milioni di euro).

### Attività di valutazione, monitoraggio e verifica dei progetti di ricerca ammessi al finanziamento ai sensi dei bandi 12 dicembre 2008 e 30 giugno 2014

Nel corso del 2017, parallelamente alle attività di monitoraggio e controllo, sono proseguite le attività di verifica relative ai progetti

ammessi al finanziamento ai sensi del bando 12 dicembre 2008. In particolare:

- con delibera 26 gennaio 2017, 28/2017/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Contributo delle masse estranee estese alla rete di terra globale* (Meterglob) e disposta l'erogazione della quota di contribuzione a saldo;
- con delibera 9 febbraio 2017, 49/2017/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Innovative silicon - Concentration photovoltaic module* (Isi-Cpv) e disposta l'erogazione della quota di contribuzione a saldo.

Per quanto riguarda il bando 30 giugno 2014, con riferimento alle richieste di aggiustamenti e di varianti presentate dagli assegnatari dei progetti di ricerca, l'Autorità ha approvato le seguenti delibere:

- delibera 12/2017/rds del 19 gennaio, riguardante il progetto *Staged Pyrolysis and Gasification* (Spyga);
- delibera 61/2017/rds del 16 febbraio 2017, riguardante il progetto *Riduzione dei consumi elettrici per la climatizzazione estiva di edifici mediante sviluppo di Cool Materials cementizi a elevata riflettanza solare* (Cool it);
- delibera 455/2017/rds del 22 giugno 2017, riguardante il progetto *Air Solar Heat Pump* (Solairhp);
- delibera 483/2017/rds del 16 febbraio 2017, riguardante il progetto *Gestione virtuale di risorse energetiche distribuite* (Virtus);
- delibera 523/2017/rds del 13 luglio 2017, riguardante il progetto *Impianto dimostrativo di co-produzione di biometano ed energia elettrica basato su un processo innovativo di adsorbimento di CO<sub>2</sub> su sorbenti solidi* (Prometeo);

Per quanto riguarda i capitolati tecnici dei progetti, l'Autorità ha approvato le seguenti delibere:

- delibera 48/2017/rds del 9 febbraio 2017, riguardante il progetto *Accumulo di energia termica prodotta da sistemi solari a media temperatura per applicazioni di solar-cooling e calore di processo* (Sunstore);
- delibera 60/2017/rds del 16 febbraio 2017, riguardante il progetto *Sistema esperto per il monitoraggio permanente delle apparecchiature elettriche in smart grids di MT per incrementare la continuità del servizio* (Sempa);
- delibera 221/2017/rds del 6 aprile 2017, riguardante il progetto

*Distributed management logics and devices for electricity savings in active users installations (Demand);*

- delibera 551/2017/rds del 27 luglio 2017, riguardante il progetto *Riduzione dei consumi elettrici per la climatizzazione estiva di edifici mediante sviluppo di cool materials cementizi a elevata riflettanza solare (Cool it);*
- delibera 644/2017/rds del 21 settembre 2017, riguardante il progetto *Nuovo apparecchio e sistema di illuminazione industriale a elevatissimo risparmio energetico (Luminare).*

L'Autorità ha, inoltre, approvato tre provvedimenti riguardanti i seguenti progetti:

- delibera 240/2017/rds del 13 aprile 2017, progetto *Sistema per la gestione Ottimale della Illuminazione e di altre utenze elettriche nei Grandi Edifici (Soige);*
- delibera 241/2017/rds del 13 aprile 2017, progetto *Nuovo apparecchio e sistema di illuminazione industriale a elevatissimo risparmio energetico (Luminare);*
- delibera 264/2017/rds del 20 aprile 2017, il progetto *Staged pyrolysis and gasification (SpyGa).*





# 4.

## Regolazione nel settore del gas naturale

---

Settoriale

---

# Unbundling

---

## Regolazione dell'unbundling

---

Per questa parte si rinvia a quanto esposto nel Capitolo 3 di questo stesso volume: la disciplina dell'*unbundling* funzionale e

contabile illustrata in quella sede riguarda anche il settore del gas naturale.

---

## Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale

---

Con la delibera 6 aprile 2017, 219/2017/R/gas, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità o ARERA) ha adottato la decisione di ricertificazione preliminare per Società Gasdotti Italia in qualità di gestore di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria, ai sensi degli artt. 10 e 11 della direttiva 73/2009/CE. La ricertificazione della società, già certificata come gestore di trasporto secondo il modello di separazione proprietaria, si è resa necessaria a seguito della modifica dell'assetto di controllo della stessa. È stata finalizzata ad accertare la permanenza delle condizioni poste alla base della prima certificazione adottata e del rispetto degli obblighi previsti dal modello di separazione proprietaria di

cui all'art. 9 par. 1, lettere b), c) e d) della succitata direttiva, nonché che l'acquisizione del controllo del gestore del sistema di trasporto da parte di soggetti di paesi terzi non metta a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dello stato membro e della Comunità (come previsto dall'art. 11 della stessa direttiva). A seguito del parere emesso dalla Commissione europea ai sensi degli artt. 10, par. 6, e 11, par. 6, della direttiva 73/2009/CE e dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, l'Autorità, con la delibera 3 agosto 2017, 577/2017/R/gas ha quindi adottato la decisione finale di certificazione per Società Gasdotti Italia in qualità di gestore di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria.

---

# Regolazione delle reti e del sistema gas

---

---

## Regolazione tecnica: servizi di bilanciamento

---

---

### Bilanciamento di merito economico del gas naturale

---

Il 2017 è stato il primo anno di operatività del nuovo regime di bilanciamento secondo il modello definito con delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas, che recepisce integralmente il regolamento (UE) 312/2014 del 26 marzo 2014. Nonostante lo *switching* tra il vecchio e il nuovo regime sia avvenuto (1 ottobre 2016), senza il ricorso alle misure transitorie e di gradualità che il regolamento avrebbe consentito, il primo anno di funzionamento non ha registrato particolari criticità.

Nella *Relazione sui primi sei mesi di funzionamento* pubblicata dall'Autorità il 15 maggio 2017 sul proprio sito internet, è stato rilevato come il nuovo mercato si sia inserito con continuità nei mercati preesistenti senza effetti rilevanti rispetto ai trend registrati in precedenza, a parte la volatilità fisiologica dei prodotti infragiornerali. Le prime analisi qualitative e quantitative hanno mostrato un andamento generalmente soddisfacente per il nuovo bilanciamento. Il meccanismo ha mostrato in generale di funzionare bene, anche se l'inverno non ha sottoposto il sistema a momenti di tensione, fatti salvi alcuni giorni caratterizzati da consumi particolarmente elevati. Inoltre, rispetto al regime preesistente, in cui in caso di scarsità di gas, era attivata la cosiddetta sessione di mercato *locational*, i picchi di prezzo registrati non hanno mai raggiunto i valori del periodo precedente e sono apparsi più proporzionati rispetto alle reali esigenze del sistema.

Gli interventi dell'Autorità in materia di bilanciamento si sono quindi concentrati sull'affinamento della taratura degli incentivi a Snam Rete Gas, introdotti con delibera 6 ottobre 2016, 554/2016/R/gas, e rivisti nel 2017 con delibera 28 settembre 2017, 661/2017/R/gas. Osservando che lo schema di incentivazione originario è stato nel complesso efficace nel perseguire gli obiettivi di efficienza delle azioni di bilanciamento, l'Autorità ha rimodulato i parametri in base all'esperienza acquisita. Tale rimodulazione peraltro non ha modificato gli obiettivi che Snam Rete Gas deve perseguire per trarre il massimo profitto dagli incentivi.

Con la delibera 18 maggio 2017, 349/2017/R/gas, sono state definite, in linea con le previsioni del TIB (*Testo integrato del bilanciamento*), di cui all'Allegato alla delibera 312/2016/R/gas), le misure volte a garantire la neutralità del Responsabile del bilanciamento (RdB) rispetto alle partite economiche derivanti dalla gestione del *line-pack*, del gas non contabilizzato (GNC) e del gas di autoconsumo e da perdite di rete.

In conclusione, l'Italia, confrontata con altri paesi europei, si trova in una posizione avanzata di implementazione del regolamento (UE) 312/2014.

---

### Riforma della disciplina del settlement

---

Con il documento per la consultazione 3 agosto 2017, 590/2017/R/gas l'Autorità ha esposto i propri orientamenti in merito, *inter alia*, alla semplificazione delle modalità di esecuzione delle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento previste dalla vigente disciplina del *settlement* gas, affrontando anche le problematiche emerse durante il periodo di applicazione della medesima sia in relazione alla determinazione delle partite economiche a seguito dell'effettuazione della sessione di aggiustamento, sia afferenti alla possibile presenza di barriere all'accesso e alla contendibilità del mercato *retail*, dovute all'esistenza di una differenza tra i quantitativi immessi all'impianto di distribuzione e quelli prelevati dai clienti finali serviti dal medesimo, differenza che – come si evince dai dati raccolti relativamente agli anni passati – è caratterizzata da una rilevante variabilità temp orale e territoriale.

Facendo seguito al predetto documento per la consultazione, con riferimento alla gestione delle sessioni di aggiustamento per gli anni pregressi, a partire dal 2013 e sino all'avvio della nuova disciplina, con la delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas, l'Autorità ha previsto:

- in relazione alla determinazione delle partite di aggiustamento, l'applicazione di un procedimento articolato in due processi:
  - il primo funzionale al calcolo del conguaglio delle partite economiche attribuite all'utente del bilanciamento (UdB) al

momento del bilancio definitivo, applicando nuovamente l'algoritmo già utilizzato in sessione di bilanciamento, ad oggi in vigore, e rideterminando il disequilibrio di ciascun UdB;

- il secondo volta a valorizzare la quantità di competenza di ogni UdB, oggetto di compensazione, della differenza tra immesso e prelevato al punto di riconsegna della rete di trasporto interconnesso con la rete di distribuzione (*city gate*), ripartendo la quota annua riconosciuta di tale differenza in proporzione ai prelievi allocati nell'anno all'UdB presso il medesimo *city gate*;
- di effettuare la sola sessione di aggiustamento pluriennale già prevista per maggio 2018 ai sensi della regolazione vigente, con riferimento agli anni dal 2013 al 2016, senza anticipare quella relativa al 2013 a dicembre 2017;
- che la pubblicazione degli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale avvenga l'11 giugno 2018; ciò in ragione dell'esigenza di prevedere adeguati tempi di verifica dei dati messi a disposizione dalle imprese di distribuzione.

Successivamente, con la delibera 23 novembre 2017, 782/2017/R/gas, è stato completato il quadro regolatorio di riferimento per la determinazione delle partite relative alle sessioni di aggiustamento concernenti il periodo pregresso e sino all'entrata in vigore della nuova disciplina; inoltre, è stato dato mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità per l'attivazione di una raccolta di informazioni funzionale alla predisposizione della rettifica dei corrispettivi di scostamento applicati per causa di errori materiali dell'impresa di distribuzione o di errori di misura.

Da ultimo, con la delibera 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas, è stata approvata la riforma della disciplina del *settlement* gas, con entrata in vigore a partire dall'1 gennaio 2020, alla luce dello stato del processo di gestione centralizzato delle misure gas nell'ambito del SII, delle motivazioni addotte dalle imprese di distribuzione circa le tempistiche di adeguamento dei sistemi informativi, delle posizioni espresse dai partecipanti alla consultazione. Nello specifico, la riforma prevede:

- con riferimento alla semplificazione delle procedure per la determinazione delle partite, che i quantitativi prelevati al *city gate*, di competenza di ciascun UdB, sono determinati sulla base delle misure effettive, per i punti di riconsegna della rete di distribuzione (di seguito: PdR) con frequenza di rilevazione

mensile e/o con dettaglio giornaliero, e sulla base dei prelievi attesi, ottenuti dall'applicazione del profilo di prelievo atteso (ossia utilizzando il coefficiente di correzione climatica  $W_{kr}$  ex ante ossia determinato alle ore 11:00 del giorno  $k$ ) al prelievo annuo (di seguito:  $CA_{PdR}$ ), per i PdR con frequenza di rilevazione inferiore alla mensile; a tal fine, l'RdB provvede a rendere disponibile a ciascun UdB le previsioni sui propri prelievi attesi, aggregati su base nazionale, entro le medesime tempistiche previste per la pubblicazione del  $W_{kr}$  con aggiornamento sino alle ore 11:00 del giorno di competenza, determinate sulla base delle informazioni che gli saranno trasmesse dal SII ad inizio anno termico e, in seguito, tempestivamente aggiornate a seguito di *switching*, voltare, nuove attivazioni e disattivazioni sulla rete di distribuzione;

- che sia l'RdB ad approvvisionare la differenza tra i quantitativi immessi ai *city gate* e la somma dei prelievi attesi relativi alla totalità degli UdB attivi sui medesimi;
- di porre in capo al SII la responsabilità di mettere a disposizione dell'RdB i dati di prelievo giornalieri funzionali alla determinazione delle partite di bilanciamento e di aggiustamento, sulla base delle misure trasmesse dalle imprese di distribuzione e provvedendo, ove necessario, alla profilazione dinamica dei prelievi, considerando il coefficiente di correzione climatica  $W_{kr}$  ex post (determinato alle ore 18:00 del giorno successivo a  $k$ ) e utilizzando il  $CA_{PdR}$  e il profilo di prelievo assegnato al PdR. È altresì disposto che il SII metta a disposizione anche delle imprese di distribuzione e degli utenti della distribuzione (di seguito: UdD) i dati di prelievo come risultanti dall'applicazione del  $W_{kr}$  ex post per i PdR soggetti al *load profiling*, evitando così la duplicazione dei sistemi informativi necessari a tale scopo (*in primis* presso le imprese di distribuzione);
- di assegnare coerentemente al SII il compito di determinare il parametro  $CA_{PdR}$  e di attribuire il profilo di prelievo a ciascun PdR a partire dall'anno 2019;
- di confermare il conguaglio dei corrispettivi di scostamento e dei corrispettivi variabili sulla base dell'allocato giornaliero in esito alla sessione di aggiustamento.

È stato inoltre previsto di dare mandato all'RdB affinché:

- pubblichi sul proprio sito internet, entro l'1 luglio 2018, una metodologia semplificata per la determinazione del parametro

- $W_{kr}$ , nonché il suo valore stimato alle ore 11:00 del giorno precedente quello di competenza  $k$ , aggiornato alle opportune scadenze fino alle ore 18:00 del giorno  $k+1$ ;
- avvii uno studio finalizzato sia all'approntamento della metodologia per la determinazione del parametro  $W_{kr}$ , affinché entri in vigore l'1 gennaio 2020, sia alla verifica dei profili di prelievo di cui all'art. 5 del TISG (*Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale*) per una loro eventuale revisione, affinché possano entrare in vigore l'1 ottobre 2019;
  - predisponga una proposta di aggiornamento del proprio codice di trasporto finalizzata al recepimento delle disposizioni di cui alla delibera 72/2018/R/gas e la trasmetta all'Autorità, previa consultazione degli utenti, entro e non oltre 31 luglio 2018. Nell'ambito di tale proposta sono definite: le modalità di gestione dei casi di immissione di gas naturale a valle del *city gate* diversi dal biometano, come disciplinato dalla regolazione vigente in materia; le necessarie modifiche alle informazioni rese disponibili agli utenti ai fini del proprio bilanciamento; le eventuali modalità di copertura dell'esposizione alle partite economiche che potrebbero insorgere nelle sessioni di aggiustamento;
  - definisca con il gestore dell'SII le modalità operative degli scambi informativi previsti dal TISG;
  - conduca, entro l'1 giugno 2019, una fase di *test* sia dei flussi informativi previsti dal TISG tra l'RdB e il SII sia dell'affidabilità della metodologia di determinazione del coefficiente di correzione climatica  $W_{kr}$ ;
  - valuti le soluzioni più opportune per l'erogazione di un servizio alle altre imprese di trasporto per le attività funzionali al *settlement* previste dal TISG.
- Infine, è stato previsto di avviare procedimenti:
- per la definizione di un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione in relazione alle grandezze che contribuiscono alla formazione della differenza tra i quantitativi immessi e quelli prelevati al *city gate*;
  - inerenti alle modalità di approvvigionamento da parte dell'RdB dei volumi a copertura della citata differenza e alle relative integrazioni alla disciplina del bilanciamento e degli incentivi all'RdB;
  - inerenti alle modalità di copertura degli eventuali crediti non riscossi dall'RdB per le partite economiche che insorgono nell'ambito del *settlement* e non già coperti ai sensi del comma 8.4 del TIB.

---

## Regolazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

---

### Accesso al servizio di trasporto

---

Con la delibera 13 aprile 2017, 242/2017/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'integrazione e modifica delle disposizioni vigenti in materia di allocazione di capacità esistente e

incrementale presso i punti di entrata interconnessi con l'estero, in attuazione del regolamento (UE) 459/2017 (c.d. regolamento nuovo CAM). Il regolamento nuovo CAM ha una portata più ampia rispetto al precedente regolamento (UE) 984/2013 implementato dall'Autorità con la delibera 27 marzo 2014, 137/2014/R/gas, in

quanto, oltre a confermare nella sostanza le precedenti disposizioni in materia di allocazione della capacità esistente, disciplina la procedura per la realizzazione e l'allocazione di capacità incrementale.

La delibera 28 giugno 2017, 487/2017/R/gas, è intervenuta sulla regolazione vigente in materia di penali per scostamento di capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di distribuzione di gas per autotrazione, dando attuazione a quanto disposto in materia dal decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257. Tale decreto prevedeva all'art. 18, comma 18.8, che l'Autorità adottasse "misure finalizzate all'eliminazione delle penali di supero di capacità giornaliera ai punti di riconsegna delle reti di trasporto e di distribuzione direttamente connessi agli impianti di distribuzione di gas naturale per autotrazione, per prelievi superiori fino al 50 per cento della capacità del punto di riconsegna, per un periodo complessivo, anche non continuativo, non superiore a novanta giorni all'anno".

Con la delibera 6 luglio 2017, 512/2017/R/gas, emanata in esito alla consultazione 25 maggio 2017, 373/2017/R/gas, l'Autorità ha completato il progetto pilota relativo al conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica, avviato con la delibera 24 giugno 2016, 336/2016/R/gas, prevedendo, in particolare, a partire dall'1 ottobre 2017, l'introduzione del prodotto di capacità mensile in aggiunta ai prodotti di capacità annuale e giornaliera.

La delibera 28 settembre 2017, 666/2017/R/gas, facendo seguito alla consultazione 3 agosto 2017, 576/2017/R/gas, ha introdotto disposizioni che consentono ai titolari di capacità di trasporto di lungo periodo presso i punti di interconnessione con l'estero di rimodulare nel tempo i propri diritti di trasporto.

Con la delibera 27 dicembre 2017, 914/2017/R/gas, l'Autorità ha disposto le modifiche alla delibera 17 luglio 2002, 137/02, necessarie a estendere a tutti i punti di interconnessione con l'estero le modalità di conferimento della capacità per il servizio di trasporto continuo previste per i punti di interconnessione con l'Unione Europea e con la Svizzera e ad adeguare, coerentemente, le modalità di determinazione dei corrispettivi di scostamento.

La delibera 26 ottobre 2017, 722/2017/R/gas, ha approvato una modifica del Codice di Rete di Snam al fine di prevedere che, in sostituzione della garanzia bancaria valida per l'intera durata del

contratto di trasporto, possa essere presentata una garanzia di durata annuale con rinnovo automatico (salvo disdetta dell'istituto bancario emittente) entro la fine del quinto mese antecedente la conclusione dell'anno termico cui la garanzia si riferisce ovvero di ciascun anno termico successivo per il quale la garanzia sia stata rinnovata. La delibera consente di promuovere l'efficiente accesso alla capacità di nuova realizzazione.

Infine, con la consultazione 1 marzo 2018, 114/2018/R/gas, è stato prospettato un superamento dell'attuale processo di conferimento di capacità ai punti di uscita e riconsegna della rete di trasporto – ossia di attribuzione all'utente del diritto di utilizzare la capacità necessaria per alimentare un cliente finale e di attribuzione del costo di detta capacità – a favore di un sistema che preveda diversi ambiti di semplificazione, come l'accorpamento della capacità di uscita e riconsegna con applicazione di un'unica tariffa, l'attribuzione della capacità "d'ufficio" sulla base delle sole caratteristiche dei punti di prelievo serviti (e non su richiesta dell'utente) e la soppressione dei corrispettivi di scostamento presso i *city gate*.

L'evoluzione prospettata è resa possibile dall'utilizzo del SII per superare l'attuale assetto dei rapporti commerciali tra utenti del bilanciamento e utenti della distribuzione a favore di un sistema che associa i prelievi di ciascun cliente finale (a valle) con un fornitore all'ingrosso (a monte). Questa associazione è resa possibile ricorrendo al SII che, attraverso il Registro centrale ufficiale (RCU), associa a ogni punto di prelievo un utente della distribuzione e un utente del bilanciamento e, conseguentemente, il contributo di ciascun punto di prelievo alla capacità di trasporto necessaria a fornire il cliente finale. Tali processi sono cruciali per la riduzione delle attuali barriere all'ingresso e, pertanto, sono fondamentali per il funzionamento del mercato *retail* nel settore del gas, specialmente in vista del superamento dei meccanismi di tutela.

---

#### Accesso al servizio di stoccaggio

---

Come avviene da alcuni anni, anche nell'anno termico 2017-2018, il conferimento della capacità di stoccaggio è avvenuto con criteri di mercato. Ancora una volta la situazione di mercato, in Italia e in Europa, è stata caratterizzata da differenziali stagionali molto ridotti e tali, almeno nella prima parte del semestre estivo del 2017, da rendere l'acquisto di capacità di stoccaggio un'opportunità per gli operatori e non una necessità. Ciò in ragione della disponibilità di

gas invernale a prezzi poco superiori al gas estivo.

Questa situazione, che comprime la possibilità di generare ricavi da parte delle imprese di stoccaggio, ha reso necessaria anche nel 2017, con la delibera 3 agosto 2017, 589/2017/R/gas, la definizione di un meccanismo di sterilizzazione (con saldi a credito o a debito) degli impatti di natura finanziaria sulle imprese di stoccaggio derivanti dalle procedure d'asta per l'assegnazione della capacità di stoccaggio. In particolare, è stato rinnovato, anche per il 2017, il meccanismo secondo cui la Cassa per i servizi energetici e ambientali salda mensilmente la differenza, a favore delle imprese di stoccaggio, tra i ricavi che sarebbero stati percepiti da tali imprese con l'applicazione dei previgenti corrispettivi tariffari dell'Autorità e quanto effettivamente fatturato sulla base degli esiti delle aste. Il meccanismo, riferito al periodo 1 aprile 2017 - 30 marzo 2018, è sostanzialmente analogo a quello attivato lo scorso anno con la delibera 16 giugno 2016, 323/2016/R/gas.

Con la delibera 589/2017/R/gas, l'Autorità ha chiuso l'istruttoria conoscitiva, avviata con delibera 323/2016/R/gas, e acquisito gli esiti del lavoro istruttorio contenuti nel "Resoconto dell'Istruttoria conoscitiva sullo stato delle prestazioni fornite dai campi di stoccaggio in concessione alla società Stogit". Il predetto resoconto presenta un'analisi delle *performance* dei campi di stoccaggio, con particolare riferimento alla prestazione tecnica massima teorica in erogazione che, dai dati e informazioni forniti da Stogit nel corso dell'istruttoria, è risultata inferiore rispetto a quanto precedentemente definito. Tale riduzione delle prestazioni in erogazione è stata sostanzialmente ricondotta da Stogit a fenomeni di usura e danneggiamento dei pozzi, dovuti a un intenso utilizzo del sistema di stoccaggio e alla revisione dei criteri di stima delle prestazioni tecniche teoriche massime. In ragione di quanto emerso dall'istruttoria e dell'importanza che il servizio di stoccaggio riveste nella formazione dei prezzi nel mercato del gas naturale italiano, nel resoconto si prospetta l'introduzione di sistemi incentivanti che stimolino le imprese di stoccaggio a massimizzare le disponibilità e le flessibilità prestazionali dei campi di stoccaggio nel rispetto della loro integrità. Il provvedimento disciplina, inoltre, i criteri per la regolazione delle partite economiche relative al servizio di stoccaggio per l'anno termico 2017-2018, volte ad assicurare alle imprese di stoccaggio un flusso di ricavi sostanzialmente equivalente a quello ottenibile con l'applicazione dei corrispettivi tariffari alle capacità allocate tramite asta.

In attuazione alle disposizioni del decreto 22 febbraio 2018 del Ministro dello sviluppo economico, con la delibera 1 marzo febbraio 2018, 121/2018/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2018-2019, confermando sia l'impianto generale dei servizi di stoccaggio definito già nel 2013 con la delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas (servizio di punta e servizio uniforme), sia le modalità di organizzazione delle procedure introdotte dalla delibera 27 febbraio 2014, 85/2014/R/gas (aste sequenziali mensili).

L'intervento si inserisce in un contesto di mercato che presenta differenziali stagionali di prezzo a livelli inferiori ai costi connessi all'acquisto della capacità di stoccaggio e al suo utilizzo. Anche per il 2018, in ciascuna procedura di allocazione, i partecipanti sono chiamati a presentare la loro offerta per la capacità di stoccaggio e per i servizi uniforme e di punta, articolata in due diversi prodotti, con:

- il primo che prevede la disponibilità della capacità di iniezione dal mese successivo a quello di conferimento sino al termine della fase di iniezione (prodotto con iniezione stagionale);
- il secondo che considera la disponibilità di capacità di iniezione nel solo mese successivo a quello di conferimento (prodotto con iniezione mensile).

Il decreto ministeriale del 22 febbraio 2018, nell'ambito del servizio uniforme, ha previsto altresì per il 2018 alcune innovazioni rispetto all'assetto dei servizi di stoccaggio nell'anno precedente:

- l'eliminazione del "servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio" offerto nei due anni precedenti;
- l'introduzione dei "servizi di flessibilità, destinati a rendere disponibili agli utenti prestazioni di punta aggiuntive" anche per periodi temporali più limitati rispetto all'intero ciclo di erogazione.

Infine, con le delibere 8 marzo 2018, 140/2018/R/gas e 141/2018/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento della capacità di stoccaggio. Tali prezzi di riserva non sono resi noti al sistema (pubblicati), come stabilito dal decreto 22 febbraio 2018 del Ministro dello sviluppo economico.

---

#### Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

---

Con l'obiettivo di aumentare e diversificare le fonti di approvvigionamento in Italia, il decreto del 6 dicembre 2016 del Ministro dello

sviluppo economico ha confermato anche per il 2017 la possibilità di conferire capacità di rigassificazione attraverso procedure d'asta, con prezzo di riserva fissato dall'Autorità. Con la delibera 12 gennaio 2017, 6/2017/R/gas, l'Autorità ha disciplinato le modalità di svolgimento delle procedure d'asta per il conferimento della capacità di rigassificazione (e stoccaggio per il servizio integrato) e con la successiva delibera 16 febbraio 2017, 64/2017/R/gas, sono stati definiti i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento delle capacità per il servizio integrato. Anche tali prezzi di riserva, come quelli per lo stoccaggio, non sono resi noti al sistema.

Con la delibera 6 aprile 2017, 226/2017/R/gas, è stata approvata una proposta della società Terminale Gnl Adriatico che ridefinisce le modalità di determinazione dei corrispettivi per i servizi di flessibilità coerentemente con le dinamiche dei prezzi di bilanciamento e del gas naturale rilevate a seguito dell'avvio del nuovo regime di bilanciamento secondo quanto previsto dalla delibera 312/2016/R/gas. In particolare, si prevede, al fine della determinazione ex ante del corrispettivo di riconsegna per la flessibilità (CRF), la sostituzione del prezzo della PB-gas, non più disponibile quale riferimento di prezzo, con il SAP (*system average price*), di cui al comma 1.2, lettera m) del TIB, aumentato dello *small adjustment*. Con la successiva delibera 5 ottobre 2017, 671/2017/R/gas, è stata approvata una proposta di Terminale Gnl Adriatico relativa ai corrispettivi per i servizi di flessibilità come previsto dal *Testo integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto* (TIRG).

Con la delibera 28 settembre 2017, 660/2017/R/gas, l'Autorità ha adottato un nuovo TIRG, sostitutivo del testo approvato con la delibera 19 marzo 2015, 118/2015/R/gas. Il TIRG, coerentemente con le previsioni contenute nel quadro strategico dell'Autorità 2015-2018, introduce criteri di mercato per l'allocazione della capacità di rigassificazione. In particolare, vengono previste procedure ad asta per il conferimento della capacità di rigassificazione sia di lungo sia di breve periodo, in linea con gli orientamenti precedentemente prospettati con il documento per la consultazione 1 dicembre 2016, 714/2016/R/gas. Il TIRG prevede, inoltre, che per la gestione delle procedure di conferimento le imprese di rigassificazione possano accedere ai servizi offerti dal Gestore dei mercati energetici (GME). Con la delibera 1 marzo 2018, 111/2018/R/gas, è stata approvato lo schema di regolamento della Piattaforma di assegnazione della

capacità di rigassificazione (PAR) organizzata e gestita dal GME coerentemente con le disposizioni contenute nel TIRG e con le relative modalità applicative definite nei codici di rete delle società Olt Offshore LNG Toscana e Terminale Gnl Adriatico, approvate rispettivamente con le delibere 1 marzo 2018, 110/2018/R/gas e 112/2018/R/gas.

### Approvazione e aggiornamento dei Codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri Codici dei servizi in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificata la coerenza.

Nel corso del 2017, sono stati aggiornati alcuni Codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio. In particolare:

- con la delibera 19 gennaio 2017, 13/2017/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas finalizzata al recepimento delle disposizioni della delibera 4 agosto 2016, 464/2016/R/gas, che ha introdotto nella regolazione italiana il meccanismo "use-it-or-lose-it" su base *day-ahead* quale strumento di risoluzione delle congestioni contrattuali ai punti di interconnessione con i gasdotti europei;
- con la delibera 26 gennaio 2017, 30/2017/R/gas, sono state approvate le proposte di aggiornamento dei codici di rete di Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia finalizzate al recepimento della delibera 336/2016/R/gas, che ha avviato un progetto pilota per la riforma della regolazione in materia di conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica;
- con la delibera 26 ottobre 2017, 723/2017/R/gas, sono state approvate le proposte di aggiornamento dei codici di rete di Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia, finalizzate al recepimento della delibera 487/2017/R/gas in materia di corrispettivi di scostamento presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di distribuzione di gas per



- autotrazione, e della delibera 512/2017/R/gas, che ha completato il progetto pilota per la riforma della regolazione in materia di conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica;
- con la delibera 2 novembre 2017, 736/2017/R/gas, è stata approvata la proposta di aggiornamento del codice di stoccaggio della società Stogit finalizzata al superamento delle modalità semplificate adottate in attuazione di alcune previsioni della delibera 21 aprile 2016, 193/2016/R/gas (che dà disposizioni in materia di conferimento di capacità di stoccaggio su base mensile o per periodi inferiori), risultate al tempo necessarie nelle more del completo adeguamento dei sistemi di gestione della stessa Stogit, tra le quali si segnalano in particolare le disposizioni in materia di gestione della capacità in anticipo, che trova nel codice approvato la sua configurazione a regime;
  - con la delibera 21 dicembre 2017, 892/2017/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di rete di Snam Rete Gas finalizzata all'introduzione in Italia del servizio di conversione della capacità di cui all'art. 21, comma 3, del regolamento nuovo CAM;
  - con la delibera 914/2017/R/gas, è stata approvata la proposta di aggiornamento del Codice di rete trasmessa da Snam Rete Gas funzionale ad estendere a tutti i punti di interconnessione con l'estero le modalità di conferimento della capacità per il servizio di trasporto continuo previste per i punti di interconnessione con l'Unione Europea e con la Svizzera;
  - con la delibera 110/2018/R/gas è stato approvato lo schema di Codice di rigassificazione della società Olt Offshore LNG Toscana ai sensi dell'art. 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00. Lo schema di codice implementa, inoltre, le disposizioni del TIRG che introducono meccanismi di mercato basati su procedure ad asta per il conferimento agli utenti della capacità di rigassificazione, prevedendo di avvalersi dei servizi offerti dal Gestore dei mercati energetici per la gestione delle predette procedure;
  - con la delibera 112/2018/R/gas è stata approvata la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione, presentata dalla società Terminale Gnl Adriatico, che integra le disposizioni del TIRG. La proposta di aggiornamento del codice prevede, inoltre, che Terminale Gnl Adriatico si avvalga dei servizi offerti dal GME per la gestione delle predette procedure.

---

## Misure di salvaguardia del sistema gas

---

In materia di salvaguardia del sistema gas, con la delibera 6 novembre 2017, 739/2017/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 ottobre 2013, relative alla gestione e all'approvvigionamento, da parte dei terminali di rigassificazione, dei quantitativi di GNL da mantenere stoccati e da rendere

disponibili nell'ambito del servizio di *peak shaving*. Ciò consente di fronteggiare le eventuali situazioni di emergenza del sistema, determinando i prezzi base d'asta in ragione del costo/opportunità per un utente di fornire il gas da immobilizzare nei serbatoi dei rigassificatori e da utilizzare in caso di crisi del sistema.

## Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

Il funzionamento dei mercati del gas naturale, le cui principali regole tecniche presentano un assetto ormai consolidato, ha richiesto soltanto alcuni aggiustamenti.

Con la delibera 5 maggio 2017, 308/2017/R/gas, l'Autorità ha adottato disposizioni per il rafforzamento della propria funzione di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale, ponendo le basi per l'introduzione di un testo unico che – analogamente a quanto avviene per il mercato elettrico – consenta di disporre di maggiori strumenti automatizzati di analisi, *warning* e reportistica. In quella, sede:

- la società Snam Rete Gas è stata individuata quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio delle capacità e dei flussi;
- GME è stato individuato quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio dell'assetto competitivo, dell'integrità e la trasparenza dei mercati.

Successivamente con la delibera 5 dicembre 2017, 846/2017/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta organizzativa della società Snam Rete Gas relativa alla creazione di un ufficio di monitoraggio, corredata dei costi previsti per tali attività. In considerazione del fatto che l'attività di monitoraggio è fondamentale per il buon funzionamento dei mercati e che i benefici della medesima attività ricadono sulla generalità degli utenti del sistema, la delibera ne prevede il finanziamento a valere sul fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema del gas, di cui all'art. 8 del TIB. Infine con la delibera 15 febbraio 2018, 87/2018/R/gas, l'Autorità ha approvato di replicare tale meccanismo di finanziamento anche per la copertura dei costi delle attività svolte dal GME in tema di monitoraggio del mercato gas.

Con riferimento al Mercato del gas naturale (M-GAS) organizzato dal GME, sono stati adottati i seguenti interventi volti a renderne

più efficiente il funzionamento anche ai fini della gestione del servizio di bilanciamento:

- con parere del 3 marzo 2017, 98/2017/I/gas, è stato espresso al Ministro dello sviluppo economico parere favorevole alla modifica della disciplina M-GAS predisposta dal GME, riguardante le misure necessarie all'attuazione della fase a regime della nuova disciplina di bilanciamento del sistema del gas naturale introdotto con la delibera 312/2016/R/gas;
- con la delibera 16 marzo 2017, 147/2017/R/gas, sono stati approvati lo schema di convenzione tra Snam Rete Gas e il GME e una proposta di Snam Rete Gas di aggiornamento delle condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale al PSV funzionali alla gestione dei mercati nell'ambito del nuovo regime di bilanciamento del sistema del gas naturale di cui alla delibera e del Testo integrato in materia di condizioni regolatorie per lo svolgimento dell'attività di gestione dei mercati fisici del gas (TICORG);
- con la delibera 14 settembre 2017, 630/2017/R/gas, sono state approvate le convenzioni tra il GME e le società Snam Rete Gas, Stogit ed Edison Stoccaggio funzionali alla gestione del Mercato per la negoziazione del gas in stoccaggio (MGS); in particolare le convenzioni regolano gli scambi informativi e le verifiche di coerenza delle transazioni concluse presso l'MGS;
- con la delibera 30 novembre 2017, 800/2017/R/gas, è stata approvata, per l'anno 2018, la misura del contributo unitario per la partecipazione ai mercati che compongono l'M-GAS, gestiti dal GME;
- con parere 30 novembre 2017, 804/2017/R/gas, è stato espresso al Ministero dello Sviluppo Economico parere favorevole alla modifica della disciplina M-GAS predisposta dal GME, riguardante disposizioni in materia di unità di misura utilizzata nei contratti dei prodotti quotati sull'M-GAS e di gestione operativa dell'MGS.

## Tariffe per la connessione e l'accesso alle infrastrutture

### Tariffe di trasporto

Il 23 febbraio 2017, l'Autorità ha avviato, con delibera 82/2017/R/gas, un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT). Nell'ambito di tale procedimento, in data 8 giugno 2017, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 413/2017/R/gas contenente gli orientamenti in relazione ai criteri di regolazione per il 5PRT, nonché i criteri da applicare nel periodo transitorio nelle more della decorrenza del 5PRT.

In data 3 agosto 2017, con delibera 575/2017/R/gas, l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto del gas naturale per gli anni 2018 e 2019 (RTTG 2018-2019), prorogando i criteri in vigore per il quarto periodo di regolazione 2014-2017 (di cui alla delibera 14 novembre 2013 514/2013/R/gas), salvo alcuni affinamenti, quali il riconoscimento degli investimenti di preconsuntivo relativi all'anno t-1 rispetto all'anno tariffario e l'adozione di una ripartizione dei ricavi di rete nazionali tra punti di entrata e punti di uscita in proporzione 40/60. Con successivo provvedimento del 30 novembre 2017, 794/2017/R/gas, l'Autorità ha aggiornato la RTTG 2018-2019 al fine di recepire le norme in materia di obblighi di pubblicazione di cui al Capo VIII del Regolamento (UE) n. 460/2017.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della RTTG 2018-2019, con delibera 16 novembre 2017, 757/2017/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie relative ai ricavi di riferimento per l'anno 2018. Con successiva delibera 30 novembre 2017, 795/2017/R/gas, l'Autorità ha approvato i corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale e il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2018.

### GNL - Tariffe di rigassificazione

In data 16 marzo 2017, l'Autorità ha avviato, con delibera 141/2017/R/

gas, un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'utilizzo dei terminali di gas naturale liquefatto (GNL) per il quinto periodo di regolazione (5PR GNL), finalizzato tra l'altro anche alla definizione di una prima regolazione delle condizioni, anche economiche, di accesso ed erogazione dei servizi che possono essere forniti mediante le infrastrutture di stoccaggio di GNL (connesse o funzionali all'allacciamento) e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale; e ancora, un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di obblighi di separazione contabile al fine di recepire le disposizioni di cui al decreto legislativo n. 257/16, in materia per le attività riconducibili ai servizi *small scale LNG* forniti dai terminali di GNL.

Nell'ambito di tali procedimenti:

- in data 28 giugno 2017, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 485/2017/R/gas, contenente gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai criteri di regolazione per il 5PR GNL, e i criteri da applicare nel periodo transitorio nelle more della decorrenza del 5PR GNL;
- in data 20 settembre 2017, l'Autorità ha organizzato un incontro tematico al fine di approfondire il perimetro e le attività riconducibili ai servizi *small scale LNG* nonché di acquisire e approfondire i principali elementi informativi necessari a definire una prima regolazione delle condizioni tecnico-economiche di accesso ed erogazione dei servizi forniti dagli impianti e dalle infrastrutture di stoccaggio di GNL di cui all'art. 9 del decreto legislativo n. 257/16.

In data 28 settembre 2017, con delibera 653/2017/R/gas, l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto per il periodo transitorio 2018-2019 (RTRG 2018-2019). Ha così esteso i criteri in vigore per il quarto periodo di regolazione (di cui alla delibera 438/2013/R/gas), salvo alcuni affinamenti, quali il riconoscimento degli investimenti di preconsuntivo relativi all'anno t-1 rispetto all'anno tariffario e una revisione del criterio di calcolo del fattore di copertura dei ricavi finalizzata a considerare anche i ricavi effettivi derivanti

dall'assegnazione della capacità mediante procedure concorsuali. In esito alla verifica delle proposte tariffarie per l'anno 2018 presentate dalle imprese di rigassificazione, in data 21 dicembre 2017 l'Autorità:

- con delibere 877/2017/R/gas e 878/2017/R/gas ha determinato le tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL rispettivamente per le società Terminale Gnl Adriatico e GNL Italia;
- con delibera 879/2017/R/gas ha determinato in via provvisoria le tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL della società Olt Offshore LNG Toscana, nelle more della definizione del criterio per il riconoscimento dei costi sostenuti per l'approvvigionamento del GNL necessario alla produzione di energia elettrica di cui al punto 2 della delibera 27 luglio 2017, 548/2017/R/gas.

Va ricordato che con la sopra menzionata delibera 548/2017/R/gas, l'Autorità ha disposto la chiusura del procedimento per l'ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato 26 luglio 2016, n. 3356, e n. 3356/2016 e 9 agosto 2016, n. 3552 in materia di determinazione delle tariffe di rigassificazione della società Olt Offshore LNG Toscana (avviato con delibera 27 ottobre 2016, 607/2016/R/gas) e il ricalcolo dei ricavi di riferimento della società relativi agli anni 2013-2017 e delle spettanze relative al fattore di copertura dei ricavi per gli anni 2013-2016. Con la medesima delibera, l'Autorità ha rinviato a successivo provvedimento l'individuazione del criterio per il riconoscimento dei costi sostenuti per l'approvvigionamento del GNL necessario alla produzione di energia elettrica per il medesimo terminale.

### Tariffe di Stoccaggio

L'Autorità, con le delibere 21 settembre 2017, 643/2017/R/gas e 23 novembre 2017, 775/2017/R/gas, ha approvato in via definitiva i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2017, rispettivamente per le società Stogit ed Edison Stoccaggio.

Con la delibera 14 dicembre 2017, 855/2017/R/gas, l'Autorità ha determinato, in via provvisoria, i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2018.

### Tariffe per il servizio di distribuzione

La delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas, ha definito la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per

il periodo di regolazione 2014-2019, integrando le disposizioni di cui alla delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas (relative alle gestioni comunali e sovracomunali) con le disposizioni relative alle gestioni per ambito di concessione.

Con la delibera 22 dicembre 2016, 775/2016/R/gas, è stata approvata la nuova versione della regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) per il periodo di regolazione 2014-2019 e in vigore nel triennio 2017-2019, a valle delle revisioni infraperiodo in materia di costi operativi riconosciuti, di determinazione della componente tariffaria a copertura dei costi delle verifiche metrologiche, di riconoscimento dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori e di definizione dei costi standard dei gruppi di misura elettronici.

In materia di determinazioni tariffarie, le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 40 della RTDG, e le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'art. 65 della RTDG, per l'anno 2017 sono state approvate con la delibera 22 dicembre 2016, 774/2016/R/gas, come rettificata dalla delibera 26 gennaio 2017, 29/2017/R/gas. Con quest'ultima delibera è stato inoltre revocato il riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione di cui all'art. 59 della RTDG, con riferimento a una località, con decorrenza dall'1 gennaio 2017.

Con la delibera 16 marzo 2017, 143/2017/R/gas, sono state rideterminate le opzioni tariffarie "gas diversi" per un'impresa distributrice, mentre con la delibera 16 marzo 2017, 144/2017/R/gas, è stato approvato l'importo di perequazione bimestrale in acconto per il servizio di distribuzione del gas per l'impresa distributrice Valnerina Servizi, sulla base di quanto disposto dalla delibera 774/2016/R/gas, che ha rinviato l'approvazione dell'importo di perequazione in ragione del coinvolgimento dell'impresa negli eventi sismici nei mesi di agosto e ottobre 2016.

Con le delibere 16 marzo 2017, 145/2017/R/gas, e 28 aprile 2017, 288/2017/R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2016, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2015, ai sensi dell'art. 3, comma 2, lettera b), della RTDG. Ai fini di tale determinazione sono state recepite le istanze di rideterminazione tariffaria e di applicazione della tariffa d'ufficio con decorrenza dall'anno 2016 e sono state considerate le istanze di rettifica di dati patrimoniali e fisici pervenute entro il 15 febbraio 2017.

La delibera 16 marzo 2017, 146/2017/R/gas, ha disposto la rideterminazione delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2015, a seguito dell'accettazione di richieste di rettifica e integrazione di dati patrimoniali e fisici pervenute entro la data del 15 febbraio 2017.

Con la delibera 6 aprile 2017, 220/2017/R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2017, sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi all'anno 2016, ai sensi dell'art. 3, comma 2, lettera a) della RTDG.

La delibera 13 aprile 2017, 238/2017/R/gas, ha disposto la rideterminazione degli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2017, di cui all'art. 45 della RTDG, a seguito dell'accettazione di istanze di rettifica di dati fisici e di rideterminazione tariffaria con la delibera 145/2017/R/gas.

Con la delibera 14 dicembre 2017, 858/2017/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento e le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione per gli anni dal 2009 al 2016, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 settembre 2017.

Con la delibera 14 dicembre 2017, 859/2017/R/gas, sono state approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale di cui all'art. 40 della RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi di cui all'art. 65 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale di cui all'art. 45 della RTDG, per l'anno 2018. In coerenza con l'approccio adottato per la determinazione delle tariffe obbligatorie negli anni 2014-2017, al fine di incrementare la stabilità delle tariffe, i volumi di gas rilevanti utilizzati nelle determinazioni delle quote variabili delle tariffe obbligatorie a copertura dei costi del servizio di distribuzione sono stati determinati come media mobile dei dati relativi al gas distribuito nell'ultimo quadriennio disponibile. Con il medesimo provvedimento è stato approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

La delibera 15 marzo 2018, 148/2018/R/gas, ha disposto la rideterminazione delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2016, a seguito dell'accettazione di

richieste di rettifica e integrazione di dati patrimoniali e fisici pervenute entro la data del 15 febbraio 2018.

Con la delibera 15 marzo 2018, 149/2018/R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2017 sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, lettera b), della RTDG, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2016. Ai fini di tale determinazione sono state recepite istanze di rideterminazione tariffaria con decorrenza dall'anno 2017 e sono state considerate istanze di rettifica di dati patrimoniali e fisici pervenute entro il 15 febbraio 2018.

In relazione ad altri provvedimenti di determinazione tariffaria, si evidenzia che con la delibera 20 luglio 2017, 541/2017/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni dal 2009 al 2016 conseguenti alla verifica ispettiva presso la società 2i Rete Gas, svolta ai sensi della delibera dell'Autorità 21 aprile 2011, VIS 53/11. I criteri per le rideterminazioni tariffarie conseguenti alla verifica ispettiva sono stati definiti con la delibera 4 novembre 2016, 626/2016/R/gas.

Con la delibera 26 ottobre 2017, 713/2017/R/gas, l'Autorità ha proceduto al riconoscimento dei costi non capitalizzabili sostenuti dal Comune di Mignano Monte Lungo per lo svolgimento del servizio di distribuzione del gas naturale nel medesimo Comune, con riferimento al periodo in cui questo ha svolto in proprio tale servizio, dall'1 marzo 2012 al 3 dicembre 2013, sulla base di quanto previsto dalla delibera 5 maggio 2016, 213/2016/R/gas.

In relazione ad altre tematiche di natura tariffaria, si evidenzia che la delibera 13 aprile 2017, 237/2017/R/com, ha avviato un procedimento per il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione (*debranding*). Nel documento per la consultazione 5 maggio 2017, 307/2017/R/com, sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione a tali tematiche. Per maggiori dettagli in relazione al contenuto di tali documenti si rinvia a quanto illustrato nel capitolo Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti relativo al settore elettrico al paragrafo "Ulteriori attività svolte".

Con la delibera 12 maggio 2017, 324/2017/R/gas, è stato avviato un procedimento in materia di reti isolate di GNL per l'attuazione delle disposizioni dell'art. 14 del decreto legislativo n. 257/16, recante *Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento*

europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi.

In particolare, l'Autorità ha previsto che ai fini della determinazione del regime tariffario da applicare con riferimento a reti isolate di GNL – da intendersi come reti di distribuzione di gas naturale alimentate mediante GNL non interconnesse direttamente o indirettamente con la rete di trasporto nazionale o reti di trasporto regionale di gas naturale – in analogia con quanto previsto in relazione al servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate, i corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura coprono i costi delle infrastrutture di rete, i costi di esercizio e manutenzione delle reti canalizzate e il costo di depositi di stoccaggio criogenico e di rigassificatori locali direttamente connessi alle medesime reti canalizzate di distribuzione. Con la medesima delibera è stato previsto che i corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura trovino applicazione in ciascun ambito formato dall'insieme delle località fornite con reti isolate alimentate mediante GNL appartenenti alla medesima Regione, servite dalla medesima impresa distributrice e distinto dall'ambito gas diversi.

Da ultimo, si evidenzia che in data 7 agosto 2017 è stato pubblicato dall'Autorità il documento *Chiarimenti sulla riconoscibilità tariffaria degli investimenti indicati nei piani di sviluppo dell'impianto, di cui all'art. 15 del decreto interministeriale 12 novembre 2011, n. 226, e sui criteri per i riconoscimenti tariffari nei casi di disaccordo tra Ente locale concedente e gestore uscente, di cui all'art. 5, comma 16, del medesimo decreto*. In tale documento, sono stati forniti chiarimenti in relazione ai criteri sulla base dei quali trovano riconoscimento tariffario:

- i costi relativi agli interventi di estensione della rete di distribuzione, di cui all'art. 9, comma 4, lettera a), del decreto 226/11, come successivamente modificato e integrato;
- i costi relativi agli interventi di potenziamento della rete di cui all'art. 9, comma 4, lettera b);
- gli interventi di sostituzione di cui all'art. 9, comma 4, lettera c);
- i costi relativi agli interventi integrativi e scostamenti rispetto al documento guida di cui all'art. 15, comma 2, e i costi relativi a interventi di ottimizzazione di cui al punto C. del disciplinare di gara tipo (Allegato 3 al decreto interministeriale succitato).

Sono stati inoltre forniti chiarimenti in merito ai criteri che verranno adottati ai fini dei riconoscimenti tariffari nei casi di disaccordo tra Ente locale concedente e gestore uscente, con riferimento alla determinazione del valore di rimborso di quest'ultimo, di cui all'art. 5, comma 16, del già richiamato decreto interministeriale n. 226/11.

### Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

La delibera 3 agosto 2017, 574/2017/R/gas, ha avviato un procedimento per la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare a gruppi di misura del gas per gli anni 2018 e 2019. Nel documento per la consultazione 16 novembre 2017, 759/2017/R/gas, sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione a tale tematica.

Con la delibera 27 dicembre 2017, 904/2017/R/gas, sono state adottate disposizioni in materia di riconoscimento di costi relativi all'attività di misura sulle reti di distribuzione di gas naturale e in materia di decorrenza dell'applicazione di criteri di valutazione degli investimenti sulla base dei costi standard. In particolare, con tale provvedimento sono state adottate disposizioni in relazione alle seguenti tematiche, oggetto del documento per la consultazione 759/2017/R/gas:

- modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, per gli anni tariffari 2018 e 2019;
- criteri per la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura del gas naturale per gli anni 2018 e 2019;
- revisione delle modalità di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche, per gli anni tariffari 2018 e 2019.

Con riferimento alle modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, è stata differita al quinto periodo di regolazione, che avrà inizio dal 2020, la scelta di adottare logiche parametriche, prevedendo che il riconoscimento dei costi per gli anni 2018-2019 sia effettuato in sostanziale continuità di criteri rispetto a quanto già previsto, sulla base dei dati rilevati a consuntivo nei limiti di un tetto massimo, sia per le imprese che hanno adottato soluzioni *make* che per quelle che hanno adottato soluzioni *buy*. Ai fini dell'individuazione del tetto massimo, accogliendo le richieste di introduzione di forme di gradualità emerse in fase di consultazione, è stata prevista una progressiva riduzione del livello del tetto fissato per il 2017 (pari a 5,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con *smart meter*), con l'obiettivo di recuperare in sei anni il *gap* esistente con i livelli di costo ritenuti efficienti, fissati pari a 2,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con



*smart meter*. Su queste basi, è stato definito un tetto pari a 5,24 euro per punto di riconsegna equipaggiato con *smart meter* per l'anno 2018 e a 4,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con *smart meter* per l'anno 2019.

In relazione ai criteri per la definizione dei costi standard dei gruppi di misura del gas per gli anni 2018-2019, sono stati confermati gli orientamenti illustrati in fase di consultazione con riferimento ai valori dei costi standard, prevedendo in particolare:

- per le classi G4 e G6, le classi superiori a G40 e i dispositivi *add on*, la conferma del valore dei costi standard definiti per l'anno 2017;
- per le classi da G10 a G25, la definizione di un costo standard inferiore rispetto a quello fissato per l'anno 2017;
- per la classe G40, la definizione di un costo standard superiore rispetto a quello fissato per l'anno 2017;
- la fissazione della percentuale di *sharing* tra costi effettivi e costi standard relativa ai gruppi di misura per gli anni 2018 e 2019 pari al 40%, tenendo conto di quanto emerso in fase di consultazione.

Con riferimento alla revisione delle modalità di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche, con la delibera 904/2017/R/gas l'Autorità ha previsto che a fini:

- del riconoscimento tariffario dei costi relativi alle verifiche, siano adottate logiche di riconoscimento a consuntivo, in ragione dell'articolata differenziazione delle tempistiche previste nel decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 aprile 2017, n. 93 e dell'esigenza di una puntuale valutazione degli effetti delle disposizioni transitorie introdotte dal decreto;
- del riconoscimento dei costi, la valutazione sia subordinata al rispetto degli obblighi previsti dal decreto 93/17 e alla trasmissione di idonea documentazione relativa allo svolgimento delle verifiche e dei relativi costi;
- della valutazione delle condizioni per l'introduzione di deroghe alle tempistiche delle verifiche, sia effettuata una ricognizione presso le imprese nel corso del 2018;
- della conferma in via definitiva del valore della componente a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche  $\Delta CVER_{unit}$ ,  $t$  per l'anno 2017 (ultimo anno di applicazione di un riconoscimento su base parametrica) esso sia stabilito in 50 euro per punto di riconsegna.

Con la delibera 904/2017/R/gas è stata inoltre posticipata all'anno 2019 l'applicazione del prezzario e del relativo metodo di riferimento per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale, di cui alla delibera 1 dicembre 2016, 704/2016/R/gas, in ragione della necessità di ulteriori approfondimenti nell'ambito del Tavolo di lavoro tecnico congiunto tra le imprese di distribuzione (anche attraverso le associazioni di categoria) e gli Uffici dell'Autorità, istituito con la medesima delibera 704/2016/R/gas.

Si evidenzia, inoltre, che con la delibera 1 giugno 2017, 389/2017/R/gas, come rettificata dalla delibera 28 settembre 2017, 652/2017/R/gas, l'Autorità ha proceduto al riconoscimento dei costi operativi per il servizio di misura del gas naturale, relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori per gli anni 2011-2013, sostenuti da imprese distributrici di gas naturale che hanno adottato soluzioni *buy* a seguito della presentazione di istanze di riconoscimento tariffario ai sensi della determina 18 aprile 2016, 9/2016 del Direttore della Direzione Infrastrutture.

---

#### Regolazione dell'accesso e dell'uso delle reti del gas degli impianti di produzione di biometano

---

Con la delibera 13 aprile 2017, 239/2017/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'aggiornamento delle direttive per le connessioni degli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale - come definite dall'Allegato A della delibera 12 febbraio 2015, 46/2015/R/gas - a seguito della cessazione del periodo di *standstill*, con il recepimento a livello nazionale della norma europea EN 16723-1, approvata dal CEN nel settembre 2016. In particolare, nel mese di dicembre 2016, l'UNI ha pubblicato la norma UNI EN 16723-1, che recepisce la norma europea e costituisce la norma tecnica italiana recante le specifiche di qualità per il biometano da immettere nelle reti del gas naturale.

Nel documento per la consultazione 28 giugno 2017, 484/2017/R/gas, sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità per quanto concerne l'aggiornamento delle direttive per le connessioni degli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale in relazione alle specifiche di qualità. In particolare, a seguito della ricognizione della normativa in materia di specifiche del gas naturale e del biometano per l'immissione in rete, nel documento l'Autorità ha ipotizzato di modificare le disposizioni dell'art. 3, comma 2, dell'Allegato A della delibera 46/2015/R/gas, introducendo nuovi riferimenti



per i gestori in relazione alle specifiche di qualità del biometano:

- il decreto ministeriale 19 febbraio 2007, per quanto riguarda le componenti comuni al gas naturale;
- la norma UNI EN 16723-1, per le componenti specifiche del biometano;
- il decreto 5 dicembre 2013, per le restrizioni relative all'utilizzo di talune matrici in relazione alle esigenze di salute pubblica, in attesa del consolidamento della normativa europea e nazionale.

Nell'ambito del documento sono state anche indicate ipotesi di aggiornamento dei riferimenti in relazione alle modalità operative

relative ai processi di misura della quantità e della qualità del biometano immesso in rete, segnatamente con riferimento alla norma UNI EN 16723-1 e al rapporto tecnico UNI/TR 11537ed. 2016. In relazione all'esigenza di gestire le differenze nelle specifiche di qualità del biometano previste per l'immissione in rete e l'autotrazione (specifiche per l'autotrazione più stringenti rispetto alle specifiche per l'immissione in rete), l'Autorità ha ipotizzato che, non essendo possibile prevedere restrizioni all'immissione in rete basandosi sulle specifiche per autotrazione, la soluzione più ragionevole, possa essere l'installazione di apparecchiature di purificazione presso le stazioni di servizio a valle del punto di riconsegna<sup>1</sup>.

## Investimenti nelle infrastrutture di rete e coerenza con il piano di sviluppo comunitario

### Valutazione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto

Con riferimento ai Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale relativi all'anno 2016, a seguito dell'avvio della consultazione pubblica (dicembre 2016) l'Autorità ha organizzato, in data 31 gennaio 2017, una sessione pubblica di presentazione a vantaggio dei soggetti interessati rappresentativi del sistema del gas naturale, quali operatori e consumatori e loro associazioni. La consultazione dei Piani relativi all'anno 2016 si è conclusa in data 15 febbraio 2017, e le osservazioni presentate dagli *stakeholder*, unitamente a un documento di controdeduzioni alle osservazioni elaborato dal gestore di rete competente, sono stati resi pubblici dall'Autorità sul proprio sito internet. In data 19 ottobre 2017, con delibera 689/2017/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie

valutazioni sui Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto relativi agli anni 2014, 2015 e 2016, ai sensi dell'art. 16 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, evidenziando possibili aree di miglioramento, sia sotto il profilo redazionale, con riferimento alla trasparenza e completezza del contenuto informativo, sia sotto il profilo metodologico, con riferimento all'applicazione sistematica di un'analisi costi-benefici (ACB), al fine di dotare il Piano decennale di uno strumento utile a valutare, secondo criteri di maggiore selettività, le iniziative di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale. Con tale delibera, l'Autorità ha inoltre previsto l'avvio di un tavolo tecnico di confronto tra gli Uffici dell'Autorità e i gestori delle reti di trasporto in materia di metodologia di ACB, nonché di proseguire in un percorso di coinvolgimento di tutti gli *stakeholder* in sede di consultazione dei Piani, anche sulla metodologia di ACB, al fine di addivenire a

<sup>1</sup> In merito si segnala che nel mese di dicembre 2017 è stata pubblicata la norma UNI EN 16723-2 "Gas naturale e biometano per l'utilizzo nei trasporti e per l'immissione nelle reti di gas naturale – Parte 2: Specifiche per combustibile per autotrazione".

una metodologia che consenta di fornire le informazioni necessarie a valutare l'utilità degli interventi per il sistema e la loro economicità ed efficienza.

In data 24 marzo 2017, con delibera 189/2017/R/gas, l'Autorità ha differito i termini per la presentazione dei Piani decennali relativi all'anno 2017, al fine di consentire ai gestori di disporre di un congruo periodo di tempo per la loro redazione e, con la già richiamata delibera 689/2017/R/gas, sono stati differiti anche i termini per la presentazione dei Piani decennali relativi all'anno 2018, per consentire ai gestori di tener conto delle valutazioni precedenti. I

Piani 2017 sono stati inviati dai gestori entro il termine previsto del 30 novembre 2017 e sottoposti a consultazione da parte dell'Autorità in data 13 febbraio 2018.

Nell'ambito del procedimento di consultazione dei Piani 2017 e dando seguito alle previsioni di cui alla delibera 689/2017/R/gas sul coinvolgimento degli *stakeholder* anche sulla metodologia ACB, l'Autorità ha organizzato, in data 21 marzo 2018, un seminario aperto a tutti gli *stakeholder* del sistema gas in materia di metodologie di valutazione degli interventi di sviluppo delle reti di trasporto del gas e di analisi costi-benefici.

---

## Regolazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e norme in materia di qualità dei servizi

---

---

### Attuazione della regolazione premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione del gas in vigore nel periodo 2014-2019

---

Con la delibera 24 novembre 2016, 686/2016/R/gas, sono stati determinati i premi e le penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per le imprese distributrici di gas naturale per l'anno 2014. In tale delibera è stato disposto di rinviare a successivo provvedimento la determinazione dei premi e delle penalità per alcune imprese distributrici che hanno richiesto di essere ascoltate in audizione finale.

Con la delibera 10 novembre 2017, 741/2017/R/gas, l'Autorità ha determinato i premi e le penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2014 per 13 imprese distributrici di gas naturale richiedenti audizioni e ha, altresì, rideterminato i premi per l'anno 2014 relativi alla componente odorizzazione per l'impresa AP Reti Gas Vicenza.

In tale delibera è stata prevista la rideterminazione con successivo provvedimento degli importi dei premi e delle penalità per l'anno 2014 approvati con la delibera 686/2016/R/gas per gli eventuali e ulteriori casi di mancata predisposizione del Rapporto annuale di valutazione dei rischi di dispersioni di gas (RVR).

Con la delibera 30 novembre 2017, 796/2017/R/gas, sono stati rideterminati i premi relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2014, approvati con la delibera 686/2016/R/gas in attuazione delle disposizioni di cui alla delibera 741/2017/R/gas, e si è proceduto alla rettifica di errori materiali nella stessa delibera 741/2017/R/gas.

La tavola 4.1 sintetizza i contenuti delle delibere citate.

---

### Controllo dell'attuazione della regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas

---

Con la delibera 28 settembre 2017, 651/2017/E/gas, è stato intimato ad alcune imprese di distribuzione del gas di comunicare i dati della

sicurezza e continuità ai sensi dell'art. 28 della delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas, relativi all'anno 2016.

La delibera 5 ottobre 2017, 669/2017/E/gas, ha intimato ad alcune imprese di distribuzione del gas la comunicazione dei dati relativi all'anno 2016 in materia di accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas ai sensi dell'art. 11, comma 2, della delibera 6 febbraio 2014, 40/2014/R/gas.

### Disposizioni finalizzate a incrementare il numero di misuratori accessibili e il ricorso alle letture effettive

Con la delibera 13 luglio 2017, 522/2017/R/gas, l'Autorità ha aggiornato la regolazione delle *performance* del servizio di misura per i punti di riconsegna connessi alle reti di distribuzione di gas naturale, per migliorare il servizio di misura e, in particolare, indurre le imprese di distribuzione alla effettiva rilevazione del dato di misura. In particolare, in esito al documento per la consultazione 22 settembre 2016, 518/2016/R/gas, il provvedimento ha aggiornato l'Allegato A della delibera 574/2013/R/gas, sulla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RQDG), prevedendo:

- in relazione ai misuratori accessibili, la modifica dello standard relativo ai tentativi di raccolta di misura andati a buon fine con uno standard volto a rilevare le letture effettivamente acquisite e non i tentativi effettuabili, e l'introduzione di uno specifico indicatore per monitorare la percentuale di misuratori con letture effettive, differenziato per classi di consumo;
- in relazione ai misuratori parzialmente accessibili, di assimilarli, ai fini della regolazione delle *performance* di misura, ai misuratori non accessibili, applicando le stesse previsioni regolatorie;
- in relazione ai misuratori non accessibili, di definire obblighi di sostituzione dei misuratori tradizionali con misuratori *smart* nei casi in cui l'impresa di distribuzione non abbia acquisito almeno una lettura effettiva nel corso dell'ultimo anno, prevedendo che tali obblighi di sostituzione siano aggiuntivi rispetto a quelli già previsti dalla regolazione di cui alla delibera 27 dicembre 2013, 631/2013/R/gas, e stabilendo una penalità unitaria annua (fino alla sostituzione) pari a 4 euro per ogni misuratore a carico dell'impresa di distribuzione in caso di inadempimento dei suddetti obblighi di sostituzione.

#### TAV. 4.1

Premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione del gas.  
Principali delibere

DELIBERA	PREMI EFFETTIVI PER LA COMPONENTE ODORIZZAZIONE [EURO]	PREMI EFFETTIVI PER LA COMPONENTE DISPERSIONI [EURO]	NOTA
24 novembre 2016, 686/2016/R/gas	13.093.330,76	36.021.375,58	Determina, per l'anno 2014 i premi e penalità per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per le imprese distributrici e Inoltre azzerà i premi, ai sensi del comma 35.4 della RQDG, a causa della sola mancata predisposizione dell'RVR.
10 novembre 2017, 741/2017/R/gas	332.707,08	726.623,64	Determina, per l'anno 2014, premi e penalità per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per 13 imprese distributrici richiedenti audizioni. Ridetermina i premi 2014 per la componente odorizzazione per l'impresa AP Reti Gas Vicenza. Per le 13 imprese distributrici richiedenti audizioni ripristina in autotutela i premi già comunicati nel loro ammontare ma poi azzerati per la sola mancata predisposizione dell'RVR. A partire dal 2017 la mancata predisposizione dell'RVR, anche in assenza di materiale critico determinerà una riduzione dei premi, ai sensi del comma 35.4 della RQDG
30 novembre 2017, 796/2017/R/gas	243.463,07	533.664,88	Corregge errori materiali relativi agli importi dei premi effettivi per la componente dispersioni di cui alla Tabella 3 allegata alla delibera 741/2017/R/gas, relativi alle imprese distributrici Enerco Distribuzione, Erogasmet, Italimpianti e Servizi Distribuzione
	13.669.500,91	37.281.664,10	

Fonte: ARERA

Come prospettato in consultazione, l'ambito di applicazione della delibera 522/2017, con decorrenza 1 gennaio 2018, interessa tutte le imprese di distribuzione di gas naturale in relazione ai punti di riconsegna attivi con misuratore tradizionale o di tipo *smart* accessibile e le imprese di distribuzione di gas naturale con più di 50.000

clienti finali al 31 dicembre 2016 in relazione ai punti di riconsegna attivi con misuratore tradizionale, parzialmente accessibile o non accessibile.

Il provvedimento, infine, ha previsto l'aggiornamento degli obblighi di comunicazione verso l'Autorità derivanti dalle modifiche introdotte.

---

## Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

---

I principali provvedimenti adottati nel corso del 2017 in materia di gare per ambito di concessione hanno riguardato le attività di analisi svolte dall'Autorità ai sensi del decreto legislativo n. 164/00 e del decreto interministeriale n. 226/11, relative agli scostamenti tra valore di rimborso (VIR) e valore regolatorio degli *asset* (RAB) e alla documentazione di gara trasmessa dalle stazioni appaltanti.

In relazione alla prima attività, con le delibere 16 marzo 2017, 142/2017/R/gas, 14 settembre 2017, 628/2017/R/gas, 21 dicembre 2017, 880/2017/R/gas 8 febbraio 2018, 69/2018/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. 164/00, rispettivamente con riferimento a Comuni dell'Atem Massa Carrara, dell'Atem La Spezia, dell'Atem Udine 2 - Città di Udine e Centro e dell'Atem Genova 1 - Città e Impianto di Genova.

Con riferimento all'attività di analisi della documentazione di gara, la delibera 27 dicembre 2017, 906/2017/R/gas e la delibera 25 gennaio 2018, 30/2018/R/gas, hanno riportato le osservazioni dell'Autorità sulla documentazione inviata ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/11, rispettivamente dal Comune di Aosta, stazione appaltante dell'Atem Valle d'Aosta e dal Comune di Torino, stazione appaltante dell'Atem Torino 1 - Città di Torino.

Con la delibera 18 maggio 2017, 344/2017/R/gas, l'Autorità ha introdotto una semplificazione dell'iter di analisi degli

scostamenti VIR-RAB disciplinato dalla delibera dell'Autorità 26 giugno 2014, 310/2014/R/gas, per i casi in cui i Comuni attestino l'integrale applicazione delle Linee guida 7 aprile 2014 predisposte dal Ministero per lo sviluppo economico.

In data 25 maggio 2017 sono poi stati pubblicati chiarimenti riguardanti l'applicazione delle previsioni della delibera 344/2017/R/gas.

In data 9 giugno 2017 sono stati pubblicati chiarimenti riguardanti la validità dei regolamenti comunali al fine della valorizzazione delle reti di distribuzione, con particolare riferimento alle prescrizioni contenute nei regolamenti comunali di manomissione suolo pubblico nel caso di valutazione del VIR secondo le Linee guida 7 aprile 2014 e in relazione a regolamenti comunali entrati in vigore successivamente alla data a cui si riferisce la valutazione del VIR.

In data 7 agosto 2017 sono stati pubblicati dall'Autorità chiarimenti sulla riconoscibilità tariffaria degli investimenti indicati nei piani di sviluppo dell'impianto, di cui all'art. 15 del decreto interministeriale n. 226/11, e sui criteri per i riconoscimenti tariffari nei casi di disaccordo tra Ente locale concedente e gestore uscente, di cui all'art. 5, comma 16, del medesimo decreto.

Con la delibera 7 settembre 2017, 613/2017/R/com, l'Autorità ha avviato quattro procedimenti per l'attuazione di interventi previsti dalla legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza) in materia di separazione funzionale e contabile nel settore elettrico, di tariffe per il servizio di

distribuzione dell'energia elettrica e di gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale.

Con il documento per la consultazione 2 novembre 2017, 734/2017/R/gas, l'Autorità, nell'ambito dei procedimenti individuati al punto 1, lettere b) e c), della delibera 613/2017/R/com, ha illustrato i propri orientamenti in materia di semplificazione degli iter per la valutazione dei valori di rimborso (VIR) e degli iter di valutazione dei bandi di gara relativi all'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, in ottemperanza alle disposizioni di cui alla legge n. 124/17.

Con la delibera 27 dicembre 2017, 905/2017/R/gas, l'Autorità, in attuazione delle previsioni di cui alla legge n. 124/17, ha approvato:

- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di determinazione e verifica del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito (Allegato A alla delibera 905/2017/R/gas);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di bandi di gara per il servizio di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito (Allegato B alla delibera 905/2017/R/gas).

Ancora con la delibera 905/2017/R/gas, l'Autorità ha abrogato, in quanto recanti disposizioni interamente recepite senza innovazioni rilevanti nei Testi integrati richiamati al punto precedente, le delibere dell'Autorità 21 marzo 2013, 113/2013/R/gas, 3 aprile 2014, 155/2014/R/gas, e 310/2014/R/gas.

Con la delibera 8 marzo 2018, 130/2018/R/gas, l'Autorità ha poi rettificato un errore materiale nell'Allegato A alla delibera dell'Autorità 905/2017/R/gas.

In data 19 aprile 2017, in attuazione di quanto indicato nella determina 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 2015 (dati RAB) a seguito dell'emanazione della delibera 220/2017/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2017. I dati RAB sono stati resi disponibili nei seguenti formati:

- in modalità aggregata, senza distinzione per soggetto proprietario, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario;
- come 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.

In data 10 maggio 2017, in attuazione di quanto indicato nella determina 13/2014, sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati definitivi relativi al valore degli *asset* risultante al 31 dicembre 2014 (dati RAB), a seguito dell'emanazione della delibera 145/2017/R/gas, come rettificata con la delibera 288/2017/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2016. I dati RAB sono stati resi disponibili nei seguenti formati:

- in modalità aggregata senza distinzione per soggetto proprietario, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario;
- come 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 l'apposita piattaforma informatica VIR-RAB e la gestione di una 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. 226/11 e successive modifiche e integrazioni. Nella tavola 4.2 sono elencate le 46 stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento di verifica degli scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%, per un totale di circa 750 Comuni soggetti a verifica da parte degli Uffici dell'Autorità (di cui circa 250 soggetti regime semplificato individuale per Comune, di cui all'art. 3, comma 1, lettera b), dell'Allegato A alla delibera 905/2017/R/gas).

**TAV. 4.2**

Stazioni appaltanti oggetto di verifiche 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 Emilia
Comune di Pinerolo	Torino 3 - Sud-Ovest
Comune di Alessandria	Alessandria 2 - Centro
Provincia di Udine	Udine 1 - Nord
Comune di Foligno	Perugia 2 - Sud-Est
Comune di Novara	Novara 2 - Sud
Comune di Ancona	Ancona
Comune di Villafranca di Verona	Verona 2 - Pianure Veronesi
Provincia di Como	Como 1 - Triangolo Lariano e Brianza Comasca
Comune di Viterbo	Viterbo
Comune di Verona	Verona 1 - Città di Verona e Nord
Comune di Padova	Padova 1 - Città di Padova e Nord
Comune di Casale Monferrato	Alessandria 1 - Nord
Città Metropolitana di Venezia	Venezia 2 - Entroterra e Veneto Orientale
Comune di Pavia	Pavia 2 - Città e Impianto di Pavia
Comune di Monza	Monza Brianza 1 - Est
Comune di Pesaro	Pesaro-Urbino
Comune di Lissone	Monza e Brianza 2 - Ovest
Comune di Livorno	Livorno
Comune di Piacenza	Piacenza 1 - Ovest
Comune di Sondrio	Como 3 - Impianto di Cernobbio e Nord-Sondrio
Comune di Bologna	Bologna 1 Città e Impianto di Bologna Bologna 2 - Provincia
Comune di Ravenna	Ravenna
Comune di Caserta	Caserta 1 - Sud Est
Comune di Lucca	Lucca
Comune di Rimini	Rimini
Provincia di Cremona	Cremona 2 - Centro 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

**TAV. 4.3 CONT.**

Stazioni appaltanti oggetto di verifiche per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%,

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comune di Cassano D'Adda	Milano 4 - Provincia Nord-Est
Comune di Pordenone	Pordenone
Comune di Trieste	Trieste
Comune di Dalmine	Bergamo 3 - Dintorni ad Ovest di Bergamo
Comune di Legnano	Milano 2 - Provincia Nord - Ovest
Comune di Prato	Provincia di Prato
Provincia di Biella	Biella
Comune di Cuneo	Cuneo 2 - Città di Cuneo e Sud
Comune di Firenze	Firenze 1 - Città e Impianto di Firenze Firenze 2 - Provincia
Comune di Voghera	Pavia 4 - Oltrepò Pavese
Comune di Saluzzo	Cuneo 1 - Nord-Ovest
Comune di Verbania	Verbania Cusio Ossola
Comune di Vigevano	Pavia 1 - Lomellina Ovest
Comune di Schio	Vicenza 3 - Valli Astico, Leogra e Timonchio

Fonte: ARERA





# 5.

## Regolazione e attività svolta nel servizio idrico

---

Settoriale

Nel 2017, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità), nell'ambito delle competenze a essa attribuite nel settore idrico, ha proceduto a completare il quadro regolatorio tenendo conto della molteplicità di aspetti che caratterizzano il comparto, a partire dalle rilevanti disomogeneità territoriali e dall'elevata frammentazione degli assetti gestionali.

Per favorire un graduale processo di razionalizzazione e convergenza del settore verso assetti gestionali industriali, l'Autorità ha proseguito l'attività di monitoraggio degli assetti locali e, anche a seguito di specifiche previsioni normative volte al superamento di gravi criticità infrastrutturali, ha ritenuto necessario completare e rafforzare il sistema di misure regolatorie e di controllo tese a promuovere urgentemente il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche. Ha dunque contribuito, per quanto di competenza, all'individuazione del *Piano nazionale di interventi nel settore idrico* e ha definito le procedure con cui i gestori interessati trasferiranno alla contabilità speciale del Commissario unico gli importi destinati alla realizzazione degli interventi (per la parte coperta da tariffa) di adeguamento alle sentenze di condanna<sup>1</sup> della Corte di Giustizia dell'Unione europea.

Nel 2017 è altresì proseguito il processo di definizione e completamento del quadro regolatorio del settore idrico, al fine di consolidare la stabilità e la coerenza dell'architettura regolatoria del sistema nel suo complesso, promuovendo gli investimenti necessari e rafforzando le misure di tutela degli utenti finali, in considerazione dell'evoluzione del contesto normativo e delle esigenze di sviluppo e di ammodernamento del settore.

Tale processo è stato condotto dall'Autorità attraverso:

- l'avvio e il completamento delle attività funzionali alla riforma dei corrispettivi tariffari da applicare all'utenza, mediante la definizione dei criteri e delle procedure che gli Enti di governo dell'ambito, o gli altri soggetti competenti, sono tenuti ad adottare per il riordino della struttura dei corrispettivi medesimi;
- l'approvazione delle disposizioni in materia di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico

integrato (SII), con le quali sono state definite le regole e le procedure necessarie ai fini della rideterminazione delle tariffe del SII per le annualità 2018 e 2019, elaborate nel rispetto della metodologia tariffaria di cui all'Allegato A alla delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr;

- l'adozione delle disposizioni in materia di bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati, al fine di dare attuazione al sistema di compensazione della spesa per la fornitura idrica sostenuta dagli utenti in condizioni di vulnerabilità economica, in conformità a quanto previsto in materia di tariffa sociale del sistema idrico integrato dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 13 ottobre 2016 (DPCM 13 ottobre 2016);
- l'avvio e il completamento delle attività concernenti la regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato, ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono, mediante l'individuazione di standard specifici e generali di qualità, che descrivono le condizioni tecniche di erogazione del servizio, con l'obiettivo di individuare stimoli corretti ed efficaci per promuovere benefici a favore degli utenti dei diversi servizi;
- la prosecuzione delle attività finalizzate all'adozione delle direttive volte al contenimento della morosità nel SII, al fine di introdurre livelli minimi di tutela uniformi per l'intero territorio nazionale, superando le difformità tra le procedure attualmente previste nelle Carte dei servizi e nei regolamenti d'utenza adottati dai diversi gestori;
- la prosecuzione delle attività di analisi e approfondimento in materia di *unbundling* contabile del SII con lo sviluppo del sistema telematico di raccolta e l'avvio del processo di acquisizione dei dati di contabilità separata per il settore idrico relativi al 2016, e con lo sviluppo delle attività propedeutiche e necessarie alla revisione generale delle disposizioni in materia di *unbundling* contabile per il settore medesimo, in ottica di semplificazione amministrativa e integrazione della disciplina vigente per tener conto dei più recenti sviluppi regolatori.

<sup>1</sup> Il decreto legge 29 dicembre 2016, n. 243, ha previsto la nomina di "un unico Commissario straordinario del Governo" al quale "sono attribuiti compiti di coordinamento e realizzazione degli interventi funzionali a garantire l'adeguamento nel minor tempo possibile alle sentenze di condanna della Corte di Giustizia dell'Unione europea pronunciate il 19 luglio 2012 (causa C-565/10) e il 10 aprile 2014 (causa C-85/13), evitando l'aggravamento delle procedure di infrazione in essere, mediante gli interventi sui sistemi di collettamento, fognatura e depurazione delle acque reflue necessari in relazione agli agglomerati oggetto delle predette condanne non ancora dichiarati conformi alla data di entrata in vigore del presente decreto (...)".

L'Autorità ha inoltre continuato l'attività di regolazione a tutela dell'utenza, dando concreta ed efficace applicazione alla disciplina tariffaria introdotta con il Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2) e promuovendo l'applicazione graduale delle norme in materia di qualità contrattuale del SII.

L'Autorità, infine, ha adottato una serie di interventi a tutela delle popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi a far data dal 24 agosto 2016 nel Centro Italia. Con tali interventi, in particolare, in attuazione delle disposizioni normative di cui al decreto legge 17 ottobre 2016, n. 189 (c.d. *Decreto Terremoto*),

sono state disciplinate le misure in materia di agevolazioni tariffarie e rateizzazione dei pagamenti a tutela degli utenti finali nonché le misure di sostegno finanziario a favore dei gestori del SII.

Nei paragrafi che seguono vengono sinteticamente descritte le attività sulle quali l'Autorità ha concentrato il proprio impegno nel corso del 2017 e nei primi mesi del 2018, suddivise in tre sezioni, dedicate, rispettivamente, ai rapporti istituzionali e agli assetti locali del servizio idrico integrato, alla regolazione tariffaria in senso lato e alla regolazione della qualità.

## Rapporti istituzionali, assetti locali e interventi necessari e urgenti nel servizio idrico integrato

### Monitoraggio degli assetti locali del servizio idrico integrato

L'art. 172, comma 3-*bis*, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dall'art. 7 del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133 (cd. *Sblocca Italia*), convertito con modificazioni, nella legge 11 novembre 2014, n. 164, prevede che entro il 31 dicembre 2014 e, negli anni successivi, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno, l'Autorità presenti alle Camere una relazione sul rispetto delle prescrizioni stabilite dal medesimo decreto e in particolare a carico:

- delle amministrazioni regionali, per la costituzione degli enti di governo dell'ambito;

- degli enti di governo dell'ambito, per l'affidamento del 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 medesimo.

A partire dal 2015, l'Autorità ha dato attuazione a tale previsione normativa mediante la redazione di specifiche relazioni semestrali<sup>2</sup>.

Nel corso del 2017 sono state predisposte le Relazioni 28 giugno 2017, 499/2017/I/idr, e 21 dicembre 2017, 898/2017/I/idr, in cui

<sup>2</sup> Per una illustrazione dettagliata degli esiti della costante attività di monitoraggio svolta dall'Autorità, si rinvia a:

- Prima Relazione semestrale sullo stato del riordino dell'assetto locale del settore, illustrata nell'ambito della presentazione al Governo e al Parlamento, il 24 giugno 2015, della Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta (Vol. 1);
- Relazione 28 dicembre 2015, 665/2015/I/idr;
- Relazione 7 luglio 2016, 376/2016/I/idr;
- Relazione 28 dicembre 2016, 811/2016/I/idr.

vengono evidenziati i casi di permanenza di profili di criticità e di inottemperanza alle disposizioni normative vigenti, costituendo, di fatto, ulteriori ostacoli nel percorso volto alla razionalizzazione degli assetti del settore e, più in generale, allo sfruttamento delle economie di scala a beneficio dell'utente idrico.

In particolare, analizzando le diverse casistiche locali, si sono riscontrate ancora difficoltà in merito alla costituzione degli enti di governo dell'ambito che, benché istituiti, non risultano ancora in alcuni casi operativi. I percorsi di adesione degli enti locali ai relativi enti di governo dell'ambito risultano, nella quasi totalità dei casi, perfezionati, essendo, tuttavia, presenti aree territoriali, già precedentemente segnalate, in cui tale processo, pur essendo in corso, non risulta completato.

Sono state, altresì, evidenziate le situazioni di mancato affidamento del servizio idrico integrato al gestore d'ambito rilevate

in precedenza e risultano, dalla mappatura aggiornata al mese di dicembre 2017, ancora diffuse, seppure in lieve diminuzione, le realtà in cui si riscontra la presenza di gestori cessati *ex lege* (in taluni casi interessati da procedure di affidamento già avviate dall'ente di governo dell'ambito), che esercitano il servizio in assenza di un titolo giuridico conforme alla disciplina *pro tempore* vigente, in violazione di quanto previsto all'art. 172 del decreto legislativo n. 152/06.

Nelle citate Relazioni semestrali del 2017 è stato, infine, fornito un quadro aggiornato dell'evoluzione della legislazione regionale in materia di delimitazione degli Ambiti territoriali ottimali (ATO) e, più in generale, di gestione del servizio idrico integrato, evidenziando gli sviluppi normativi a seguito delle pronunce della Corte costituzionale sui ricorsi promossi dallo Stato nei confronti delle Regioni.

---

## Gruppo di lavoro con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sull'aggiornamento dei Piani di gestione di distretto idrografico

---

Nell'ambito dei lavori previsti ai fini dell'aggiornamento dei Piani di gestione del bacino idrografico – per il ciclo di pianificazione 2021–2027 – ai sensi della direttiva quadro 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2000<sup>3</sup>, l'Autorità ha proseguito nel corso del 2017 le interlocuzioni con gli *stakeholder* istituzionali componenti il tavolo di lavoro

istituito nel 2016 dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con l'obiettivo di definire una metodologia omogenea su scala nazionale per l'analisi economica dei menzionati Piani, nonché di garantire una sistematizzazione dei dati e delle informazioni da mettere a disposizione delle Autorità di Bacino<sup>4</sup>.

<sup>3</sup> La suddetta direttiva quadro ha previsto l'individuazione di distretti idrografici nel territorio di ciascun paese e la predisposizione dei relativi Piani di gestione del bacino idrografico, aggiornati e riesaminati ogni sei anni (cfr. l'art.13, comma 7), che devono contenere "(...) il contributo dei vari settori di impiego dell'acqua al recupero dei costi dei servizi idrici" (Cfr. l'art.9, comma 2), sulla base dell'analisi economica e tenendo conto del principio "chi inquina paga".

<sup>4</sup> Alle quali è attribuita, ai sensi dell'art. 63 del decreto legislativo n. 152/06 (come modificato ai sensi dell'art.51, comma 2, della 28 dicembre 2015, n. 221.) la competenza per la redazione del Piano di gestione in oggetto.

La prima fase di collaborazione ha avuto a oggetto la predisposizione di un Manuale operativo contenente le Linee guida generali per lo sviluppo della suddetta analisi economica, nella quale specificare, in particolare:

- gli utilizzi della risorsa idrica, gli usi e i servizi, che devono essere analizzati e le metodologie di analisi medesima;
- le fasi in cui l'analisi si sviluppa e le attività in cui queste si articolano;
- il livello territoriale di analisi con riferimento ai diversi utilizzi della risorsa;
- i dati e gli indicatori che devono essere impiegati;
- le fonti del dato da utilizzare.

La ricognizione dei dati conseguente a tale analisi ha molteplici obiettivi tra i quali, per quanto di competenza dell'Autorità, vi è

l'individuazione e la quantificazione degli impatti e delle pressioni sui corpi idrici esercitate dai vari utilizzi della risorsa (tra i quali rientra il servizio idrico integrato, in termini di prelievi e scarichi) e delle misure afferenti al SII necessarie a colmare eventuali *gap* rispetto a obiettivi di qualità ambientale, nel rispetto del principio di "recupero integrale dei costi" e del principio "chi inquina paga".

Al fine di rispondere alle richiamate esigenze di sistematizzazione e di coerenza della pianificazione, l'Autorità ha proseguito nell'individuazione del set di dati economici e tecnici più appropriati, da acquisire ai sensi delle disposizioni introdotte dalla regolazione della qualità tecnica, di cui alla delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr, e trasmesse in sede di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie del SII.

---

## Modalità di trasferimento degli importi dovuti alla contabilità speciale del Commissario unico per gli interventi oggetto di infrazione europea

---

Tra le disposizioni normative introdotte per favorire la realizzazione degli interventi necessari all'adeguamento dei sistemi di collettamento, di fognatura e di depurazione oggetto di provvedimento di condanna della Corte di giustizia dell'Unione europea, in ordine all'applicazione della direttiva 91/271/CEE, si rammenta il decreto legge 29 dicembre 2016, n. 243, che ha tra l'altro previsto la nomina di un unico Commissario straordinario del Governo al quale "sono attribuiti compiti di coordinamento e realizzazione degli interventi funzionali a garantire l'adeguamento nel minor tempo possibile alle sentenze di condanna della Corte di giustizia dell'Unione europea"; la stessa norma prevede anche che l'Autorità adotti i provvedimenti necessari per definire le modalità per il trasferimento degli importi dovuti dai gestori del SII alla contabilità speciale del Commissario.

L'Autorità, con la delibera 15 giugno 2017, 440/2017/R/idr – nel definire (confermando gli orientamenti illustrati nel documento per la consultazione 20 aprile 2017, 281/2017/R/idr) le procedure con cui i gestori interessati trasferiranno alla contabilità speciale del Commissario unico gli importi destinati alla realizzazione degli interventi (per la parte coperta da tariffa) funzionali a garantire l'adeguamento alle citate sentenze di condanna – ha provveduto a esplicitare il legame tra i compiti assegnati al Commissario unico e le modalità di trasferimento, sulla base del contesto istituzionale, tecnico e gestionale rinvenibile con riferimento ai singoli agglomerati non ancora adeguati alla direttiva 91/271/CEE.

In particolare, la richiamata delibera 440/2017/R/idr ha disciplinato tre principali casistiche cui associare differenti criteri e procedure

per l'individuazione delle risorse da trasferire alla contabilità speciale del Commissario unico, disponendo che:

- nel caso in cui il gestore (con affidamento assentito in conformità alla normativa *pro tempore* vigente) stia già svolgendo le attività necessarie a superare le rilevate non conformità, come previste nel cronoprogramma degli interventi e sulla base degli atti approvati dal soggetto competente, verranno adottate modalità di gestione delle risorse in grado di garantire la continuità delle attività in corso (procedura per sostenere l'attività di coordinamento svolta dal Commissario unico);
- nel caso in cui il gestore (con affidamento assentito in conformità alla normativa *pro tempore* vigente), non stia svolgendo le attività all'uopo necessarie, ovvero le medesime non siano previste nel cronoprogramma degli interventi, alla luce di una integrazione della programmazione, verranno adottate modalità di trasferimento delle eventuali risorse previste dalla regolazione alla contabilità speciale del Commissario unico, tenendo conto della quota parte di specifiche componenti tariffarie (procedura per sostenere le attività di coordinamento e di realizzazione degli interventi svolte dal Commissario unico);
- nel caso in cui l'ente di governo dell'ambito, o altro soggetto competente individuato con legge regionale, risulti inadempiente ai propri obblighi di affidamento del servizio, ovvero a quelli di predisposizione tariffaria ai sensi della regolazione adottata dall'Autorità e il gestore cessato *ex lege* non stia svolgendo le attività necessarie a superare le non conformità

rilevate nelle sentenze di condanna citate, alla luce della programmazione eventualmente elaborata dal Commissario unico (in qualità di gestore grossista) e trasmessa al soggetto competente – al fine di attivare eventualmente il meccanismo di silenzio-assenso, di cui al comma 7.5 e 7.6 della delibera 664/2015/R/idr – si adotteranno modalità di trasferimento delle eventuali risorse previste dalla regolazione alla contabilità speciale del Commissario unico, tenendo conto delle componenti tariffarie quantificate nel pertinente schema regolatorio (procedura per sostenere le attività di coordinamento, realizzazione degli interventi e gestione svolte dal Commissario unico).

La medesima delibera 440/2017/R/Idr ha poi previsto che, nell'ambito dell'aggiornamento biennale della predisposizione tariffaria ai sensi dell'art. 8 della delibera 664/2015/R/idr, gli enti di governo dell'ambito o gli altri soggetti competenti, con procedura partecipata dal gestore, trasmettano all'Autorità:

- le informazioni, di cui al comma 2.1 della delibera 440/2017/R/idr, necessarie ai fini di una coerente individuazione delle risorse da trasferire al Commissario unico;
- una relazione recante, per ciascuna annualità, il dettaglio delle eventuali risorse previste dalla regolazione destinate alla contabilità speciale del Commissario unico, attestando, contestualmente, il mantenimento dell'equilibrio economico finanziario delle gestioni interessate.

## Definizione della sezione acquedotti del Piano nazionale di interventi nel settore idrico

Con l'art. 1, comma 516 della legge 27 dicembre 2017, n. 205 (c.d. *legge di Bilancio*) il legislatore ha disposto che ai fini della "programmazione e realizzazione degli interventi necessari alla mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità e per promuovere il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche", con

decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, sia adottato il *Piano nazionale di interventi nel settore idrico*, articolato in due sezioni: sezione "acquedotti" e sezione "invasi".

Il successivo comma 517 prevede 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 – trasmetta "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 prioritari:

- raggiungimento di adeguati livelli di qualità tecnica;
- recupero e ampliamento della tenuta e del trasporto della risorsa idrica, anche con riferimento alla capacità di invaso;
- diffusione di strumenti mirati al risparmio di acqua negli usi agricoli, industriali e civili.

La summenzionata legge 205/17 reca poi talune disposizioni che rilevano nella fase successiva all'emanazione del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri con il quale verrà adottato (anche per stralci) il Piano nazionale, prevedendo in particolare che:

- "gli enti di governo dell'ambito (...), entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore del DPCM di cui al comma 516, adeguino i propri strumenti di pianificazione e programmazione in coerenza con le misure previste dal medesimo Piano nazionale (art. 1, comma 519)";
- "l'Autorità, avvalendosi anche della Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), monitori l'andamento dell'attuazione degli interventi e sostenga gli enti di governo dell'ambito e gli altri soggetti responsabili della realizzazione degli interventi della sezione acquedotti per eventuali criticità nella programmazione e nella realizzazione degli interventi (art. 1, comma 520)".

Con la delibera 18 gennaio 2018, 25/2018/R/idr, l'Autorità ha pertanto avviato un procedimento relativo agli interventi necessari e urgenti per il settore idrico ai fini della definizione della sezione acquedotti del Piano nazionale di cui all'art. 1, comma 516, della legge n. 205/17. Nell'ambito del procedimento, l'Autorità ha proceduto a richiedere agli enti di governo dell'ambito di

indicare, tra gli interventi necessari e urgenti al perseguimento degli obiettivi prioritari di cui al citato art. 1, comma 517, della legge 205/17, quelli:

- previsti da tempo nei programmi degli interventi (Pdl) vigenti, ma non realizzati o realizzati solo parzialmente, previa verifica della congruità degli stessi rispetto alle effettive criticità rilevate nel territorio di pertinenza;
- non programmabili nelle pianificazioni di ambito in fase di approvazione, quali ad esempio gli interventi che si renderebbero necessari per il raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica di cui alla delibera 917/2017/R/idr, ma che – sulla base dei piani economico-finanziari (PEF) – non appare possibile sostenere finanziariamente;
- ritenuti indifferibili in aree territoriali sprovviste dei necessari atti di programmazione;
- non inclusi nelle programmazioni esistenti poiché la relativa area di incidenza supera i confini di competenza degli enti cui è assegnato il compito di programmare (ci si riferisce, a titolo esemplificativo, a grandi opere idriche, di capacità di invaso, di adduzione, di depurazione su area vasta, la cui dimensione, sia economica, sia territoriale, ne preclude l'inserimento in uno specifico atto di pianificazione).

L'Autorità ha poi richiesto per ciascuno degli interventi di cui ai punti precedenti, di:

- fornire il cronoprogramma recante i tempi di attuazione degli stessi;
- dettagliare le relative modalità di attuazione.

A seguito delle verifiche e degli approfondimenti che verranno compiuti – anche con il coinvolgimento delle Regioni e degli enti locali interessati – l'Autorità procederà a comunicare ai Ministeri competenti (cui è demandata la definizione della proposta della sezione acquedotti del Piano nazionale) l'elenco degli interventi necessari e urgenti per il settore idrico.

---

# Regolazione tariffaria, unbundling e misura

---

---

## Regolazione tariffaria

---

### Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio 2016-2019

---

In continuità con quanto previsto dalla regolazione tariffaria introdotta dall'Autorità, il Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio, MTI-2, di cui alla delibera 664/2015/R/idr, ha disposto che, ai fini delle determinazioni tariffarie per gli anni 2016-2019, gli enti di governo dell'ambito validino le informazioni fornite dai gestori e le integrino o le modifichino secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio, adottando, con proprio atto deliberativo, il pertinente schema regolatorio (composto dal programma degli interventi, Pdl, dal piano economico finanziario, PEF, dall'aggiornamento della Convenzione di gestione, tra loro coerentemente redatti).

Nel corso del 2017 – e nei primi mesi del 2018 – l'Autorità ha proseguito la propria attività istruttoria per l'approvazione delle tariffe relative al secondo periodo regolatorio (adottando 21 delibere di determinazione tariffaria che interessano complessivamente oltre 11 milioni di abitanti), ovvero, in taluni casi, concludendo le verifiche sulle predisposizioni tariffarie per il periodo regolatorio 2012-2015<sup>5</sup> riferite a contesti caratterizzati dalla complessità delle proposte stesse o dal protrarsi dei tempi per il loro perfezionamento a livello locale.

Nel loro insieme, le determinazioni tariffarie per il quadriennio 2016-2019 deliberate dall'Autorità (fino al 31 marzo 2018) riguardano 577 gestioni, interessando 41.694.701 abitanti (residenti in 5.263 Comuni). Si tratta in particolare di:

- 123 gestioni (che erogano il servizio a 39.684.446 abitanti, residenti in 4.818 Comuni), per le quali è stato approvato il relativo

schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, 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 2016-2019 e il moltiplicatore tariffario teta ( $\theta$ ), 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 fabbisogno di investimenti per il quadriennio 2016-2019 pari a 6.874.840.350 euro;

- 36 gestioni (che servono 45.127 abitanti) per le quali, con riferimento al biennio 2016-2017, è stata disposta l'invarianza dei corrispettivi, atteso che per le medesime è stata rilevata, quale causa di esclusione dall'aggiornamento tariffario, il mancato versamento alla CSEA della componente UI1, ai sensi di quanto previsto dal comma 10.9 della delibera 664/2015/R/idr;
- 418 gestioni (di cui 409 gestioni in economia) operanti nella regione Calabria (per una popolazione complessivamente servita pari a 1.965.128), per le quali – in un'ottica di tutela dell'utenza – il valore del moltiplicatore tariffario teta ( $\theta$ ) è stato provvisoriamente posto pari a 1, per il secondo periodo regolatorio 2016-2019, nelle more dell'acquisizione degli ulteriori elementi finalizzati alla conclusione del procedimento di approvazione tariffaria.

L'Autorità, oltre ad aver inviato comunicazioni di diffida ad adempiere agli obblighi di predisposizione tariffaria per i gestori per i quali non sono stati forniti in tutto o in parte gli atti, i dati e le informazioni necessarie alla determinazione delle tariffe per il secondo periodo regolatorio, ha anche proceduto a diffidare i soggetti competenti (in particolare alcuni degli enti di governo dell'ambito

---

<sup>5</sup> Con riferimento al primo periodo regolatorio, i provvedimenti di approvazione adottati dall'Autorità interessano: 2.114 gestioni, con una popolazione servita di 56.404.760 abitanti, per il biennio 2012-2013; 1.983 gestioni, con una popolazione servita di 55.211.528 abitanti, per il biennio 2014-2015.

siciliani) inadempienti in seguito alle istanze di aggiornamento tariffario presentate dai gestori.

### Compliance regolatoria

In esito al procedimento di verifica degli atti che compongono lo specifico schema regolatorio, in talune delibere di approvazione si è ritenuto necessario introdurre delle richieste prescrittive rivolte agli enti di governo dell'ambito. Tali richieste hanno riguardato prevalentemente la fissazione di adempimenti in ordine all'adeguamento delle Convenzioni di gestione e delle Carte dei servizi in conformità alla regolazione dell'Autorità.

L'attività di monitoraggio ha evidenziato alcuni profili di non completa ottemperanza, che tuttavia nella maggior parte dei casi sono stati superati grazie all'interlocuzione collaborativa degli uffici con i soggetti competenti. Laddove, invece, le criticità sollevate non hanno trovato soluzione, l'Autorità ha adottato specifico provvedimento di intimazione ad adempiere agli obblighi in questione (delibera 5 dicembre 2017, 851/2017/R/idr).

Il monitoraggio avviato prosegue con riferimento agli ulteriori adempimenti, formulati anche nei recenti provvedimenti di approvazione degli specifici schemi regolatori, mediante la valutazione di dati e informazioni in ordine alle condotte poste in essere dagli enti di governo d'ambito per conformarsi ai richiamati contenuti precettivi, anche a riguardo degli atti e dei documenti che verranno trasmessi ai fini dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie di cui all'art. 8 della delibera 664/2015/R/idr, secondo le regole e le procedure disciplinate dalla delibera 27 dicembre 2017, 918/2017/R/idr.

### Riforma dei criteri di articolazione dei corrispettivi applicati agli utenti dei servizi idrici

Con la delibera 1 dicembre 2016, 716/2016/R/idr, l'Autorità ha integrato, rinnovandolo, il procedimento di cui alla delibera 15 gennaio, 8/2015/R/idr, al fine di giungere alla definizione di criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici, anche in forza delle disposizioni introdotte dal legislatore in materia di tariffa sociale del SII dall'art. 60 della legge 28 dicembre 2015, n. 221 (c.d. *Collegato Ambientale*). In particolare la legge in parola e il successivo decreto attuativo del Presidente del Consiglio dei ministri (DCPM 13 ottobre 2016), hanno previsto che l'Autorità:

- al fine di garantire l'accesso universale all'acqua, assicuri agli utenti domestici del SII in condizioni economico-sociali disagiate l'accesso, a condizioni agevolate, alla fornitura della quantità di acqua necessaria per il soddisfacimento dei bisogni fondamentali fissata in 50 litri/abitate/giorno;
- al fine di assicurare la copertura degli oneri da ciò derivanti, definisca le necessarie modifiche all'articolazione tariffaria per fasce di consumo o per uso, determinando i criteri e le modalità per il riconoscimento delle agevolazioni di cui sopra.

Il sopracitato decreto attuativo ha altresì disposto che l'Autorità, per tutte le utenze domestiche residenti, stabilisca la fascia di consumo annuo agevolato, con riferimento al quantitativo minimo necessario al soddisfacimento dei bisogni essenziali, e preveda, per la citata fascia l'applicazione di una tariffa agevolata (art. 2, comma 2).

Nell'ambito del procedimento in parola, l'Autorità ha proceduto ad acquisire gli elementi necessari alla definizione della nuova disciplina sia convocando specifici incontri con gli *stakeholder*, sia illustrando i propri orientamenti nei documenti per la consultazione 13 aprile 2017, 251/2017/R/idr (sui criteri di articolazione tariffaria agli utenti), 8 giugno 2017, 422/2017/R/idr (sul tema specifico della tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura) e 3 agosto 2017, 604/2017/R/idr (sulla riforma generale dei corrispettivi, sottoponendo a consultazione i criteri da definire nel *Testo Integrato Corrispettivi Servizi Idrici* - TICS).

In generale, l'analisi delle informazioni e dei dati raccolti ha messo in luce una grande eterogeneità sia nei criteri di articolazione adottati, sia nei valori dei corrispettivi applicati, nonché nella definizione delle classi di consumo e, infine, riguardo alla classificazione delle categorie d'uso. La disomogeneità delle strutture dei corrispettivi applicate agli utenti finali, che trova in parte fondamento nelle differenze che si rinvencono tra le diverse aree del Paese per i costi unitari del servizio coperti da tariffa, ha indotto l'Autorità ad avviare un'azione di razionalizzazione e riordino della disciplina delle articolazioni tariffarie, per la cui attuazione è stata prevista l'introduzione di misure volte a garantirne la sostenibilità e la gradualità.

Con la delibera 29 settembre 2017, 665/2017/R/idr, recante il TICS), l'Autorità, al fine di una maggior chiarezza nell'individuazione delle utenze che concorrono (e in quale misura) al recupero dei costi efficienti del servizio, ha focalizzato il proprio intervento regolatorio sui corrispettivi applicati all'utenza domestica residente – in ragione,

nell'ambito del servizio idrico integrato, dell'incidenza dei relativi consumi sul totale e del ruolo di *benchmark* che i corrispettivi ad essa associati svolgono nella definizione di quelli afferenti alle altre categorie di utenza – e sui reflui industriali recapitati in pubblica fognatura, alla luce del loro possibile impatto ambientale.

La riforma dei corrispettivi avviata dal TICSÌ ha previsto una razionalizzazione delle tipologie d'uso (e delle sotto-tipologie) – domestiche o non domestiche – nonché l'omogeneizzazione delle strutture tariffarie previgenti, anche individuando la fascia di consumo annuo agevolato per le utenze domestiche residenti e incentivando comportamenti efficienti in termini di conservazione della risorsa e dell'ambiente, nel rispetto dei criteri:

- di progressività, a partire, per le utenze domestiche residenti, dal consumo eccedente il quantitativo essenziale di acqua;
- di differenziazione dell'uso della risorsa idrica, in osservanza del principio "chi inquina paga";
- di differenziazione del corrispettivo, per incentivare gli utenti a utilizzare le risorse idriche in modo efficiente.

Rinviando al paragrafo successivo la disamina dei criteri per la definizione dei corrispettivi per il servizio di collettamento e depurazione applicabili alle utenze non domestiche che recapitano i propri reflui industriali in pubblica fognatura, con particolare riferimento all'utenza domestica residente, la delibera 665/2017/R/idr ha disposto che a decorrere dall'1 gennaio 2018, venga applicato – per la determinazione della quota variabile del servizio di acquedotto – un criterio *pro capite* (nei termini di seguito specificati) in funzione del numero di componenti dell'utenza domestica. Tenuto conto delle difficoltà rappresentate da operatori e soggetti competenti in ordine alle modalità di implementazione di una tariffa *pro capite*, l'Autorità, nel quadro di un percorso graduale di riordino, ha previsto che:

- nei casi in cui vi sia la disponibilità di tutte le informazioni e dei dati necessari, a decorrere dall'1 gennaio 2018, venga applicato – per la determinazione della quota variabile del servizio di acquedotto – un criterio *pro capite* basato sulla effettiva numerosità dei componenti di ciascuna utenza domestica residente;
- nei casi in cui non si disponga di tutte le informazioni e dei dati necessari, a decorrere dall'1 gennaio 2018, la quota variabile del servizio di acquedotto sia determinata sulla base di un criterio *pro capite* di tipo standard, identificando la fascia di consumo annuo agevolato in corrispondenza di un intervallo compreso tra  $0 \text{ m}^3/\text{anno}$  e un volume almeno pari alla quantità essenziale

di acqua a cui ha diritto una utenza tipo di tre componenti (ossia 150 litri/giorno, corrispondenti a  $55 \text{ m}^3/\text{anno}$ );

- comunque, a decorrere dall'1 gennaio 2022, la quota variabile del servizio di acquedotto sia determinata secondo un criterio *pro capite* basato sulla effettiva numerosità dei componenti di ciascuna utenza domestica residente.

Il TICSÌ ha definito la struttura generale dell'articolazione tariffaria per gli utenti domestici residenti, prevedendo l'applicazione di:

- una quota variabile, che risulti, per il servizio di acquedotto, articolata per fasce di consumo (distinguendo una fascia di consumo annuo agevolato, una fascia a tariffa base, da una a tre fasce di eccedenza a cui applicare tariffe crescenti), e per i servizi di fognatura e depurazione, proporzionale al consumo (ma non modulata per fasce);
- una quota fissa, indipendente dal consumo, non modulata per fasce di consumo e suddivisa per ciascun servizio (acquedotto, fognatura e depurazione).

L'Autorità, con il provvedimento in parola, ha altresì, enucleato le attività che, nel definire i corrispettivi per l'utenza domestica residente, gli enti di governo dell'ambito o gli altri soggetti competenti sono chiamati a svolgere:

- con riferimento alla quota variabile del servizio di acquedotto, la definizione dell'ampiezza delle fasce di consumo, comunque nel rispetto del criterio di articolazione *pro capite* (con numero di componenti della singola utenza effettivo o standard) fissato dall'Autorità. In particolare, il soggetto competente può in ogni caso individuare una fascia di consumo agevolato più ampia di quella stabilita dall'Autorità;
- la determinazione della tariffa base per il servizio di acquedotto e dei relativi corrispettivi variabili per i servizi di fognatura e depurazione, calcolando detti corrispettivi unitari sulla base dei valori assunti dai medesimi negli anni precedenti, aggiornati mediante l'applicazione del moltiplicatore tariffario; è comunque fatta salva la possibilità per il soggetto competente di rideterminare la tariffa base, previa istanza motivata formulata all'Autorità;
- la determinazione dell'agevolazione – nell'ambito dell'intervallo (compreso tra il 20% e il 50%) previsto dall'Autorità – da applicare alla tariffa base;
- l'individuazione del grado di progressività della parte variabile del corrispettivo di acquedotto, determinando le tariffe associate alle fasce di eccedenza, non superando il rapporto di 1:

6 stabilito dall'Autorità tra la tariffa agevolata e la tariffa associata all'ultimo scaglione;

- il dimensionamento della quota fissa di ciascun servizio, in modo tale da non eccedere il limite (del 20%) fissato dall'Autorità per la relativa incidenza sul gettito complessivo del servizio stesso.

In considerazione dei tempi necessari a implementare le attività di raccolta e riorganizzazione delle informazioni che la riforma richiede, nonché ad adeguare alla nuova struttura dei corrispettivi le procedure e i sistemi gestionali esistenti, l'Autorità – pur disponendo che la riforma recata dal TICSÌ trovi applicazione a decorrere dall'1 gennaio 2018 – ha fissato al 30 giugno 2018 il termine entro cui l'ente di governo dell'ambito, o altro soggetto competente, è tenuto a comunicare all'Autorità la nuova articolazione tariffaria adottata nel rispetto dei criteri di cui alla delibera 665/2017/R/idr.

### Modalità di tariffazione del collettamento e della depurazione dei reflui industriali

Con la delibera 665/2017/R/idr relativa all'approvazione del TICSÌ l'Autorità ha inoltre portato a compimento anche la riforma della tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura, al termine di un ampio e articolato processo di consultazione, nonché di estese analisi e approfondimenti tecnici, in coerenza con gli obiettivi originariamente delineati<sup>6</sup>:

- garantire che le tariffe del servizio riflettano i relativi costi, anche al fine di eliminare le distorsioni allo sviluppo efficiente delle infrastrutture di fognatura e depurazione, tenendo conto delle tecnologie di ultima generazione, e al contempo promuovere la diffusione del servizio sul territorio nazionale in ottemperanza alle previsioni comunitarie;
- promuovere l'utilizzo razionale e sostenibile delle risorse idriche, anche in termini di qualità del corpo idrico recettore dei reflui, in un'ottica intergenerazionale;
- prevenire distorsioni e disallineamenti tariffari all'interno dei medesimi ambiti territoriali;

- fornire corretti segnali di prezzo per un accesso al servizio che garantisca la più efficiente allocazione di costo;
- rispettare i principi di chiarezza e semplicità, nonché di informazione e trasparenza verso gli utenti.

Lo stato di fatto antecedente l'implementazione del TICSÌ risultava, infatti, caratterizzato da un'estrema eterogeneità di metodi e criteri applicati sul territorio nazionale che, pur derivando dalla medesima "formula tipo" definita dal decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1977, erano riconducibili ai diversi interventi da parte delle singole regioni effettuati in assenza di coordinamento, con una stratificazione normativa complessa e disomogenea, nonché a prassi implementative e regimi di controllo differenziati. La sopraccitata "formula tipo", nella sua espressione originaria, commisurando la tariffa alle caratteristiche tecnologiche del singolo impianto di depurazione e al carico inquinante medio del refluo recapitato e depurato nell'impianto stesso, comportava disparità di trattamento tra scarichi aventi il medesimo profilo inquinante, con possibili effetti distorsivi sulla competitività delle imprese di uno stesso settore, servite da impianti differenti in alcuni casi anche limitrofi. Tale formulazione inoltre non permetteva la piena applicazione del principio eurounitario "chi inquina paga"<sup>7</sup>.

Facendo seguito alle riflessioni e agli approfondimenti condotti negli anni scorsi<sup>8</sup>, e in considerazione anche delle analisi svolte in relazione alla connessa disciplina dell'*unbundling*, nel corso del primo semestre del 2017 sono proseguite – nel quadro del complessivo riordino dei corrispettivi tariffari avviato con la citata delibera 716/2016/R/idr – le attività di studio finalizzate alla riforma della tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura. In particolare, sono state effettuate specifiche interlocuzioni con esperti nonché con alcuni regolatori afferenti alla rete *European Water Regulators* (WAREG) e altre categorie di *stakeholder*, di cui si è dato conto nel documento per la consultazione 422/2017/R/idr. Nello specifico, in tale documento, l'Autorità ha illustrato le principali tappe dell'ulteriore percorso di approfondimento, anche con riferimento ad alcune significative esperienze

6 Tali obiettivi erano già delineati nella delibera 16 febbraio 2014, 87/2014/R/idr, che avvia le prime riflessioni in materia.

7 Tale formulazione infatti intercetta solo forme di abbattimento di taluni (pochi) inquinanti, riflettendo la tecnologia disponibile al momento della sua definizione e non incorporando l'evoluzione normativa (con l'introduzione di nuove sostanze inquinanti da rimuovere) e il contestuale sviluppo tecnologico che ha consentito l'implementazione di più avanzati sistemi di trattamento dei reflui.

8 L'attività svolta in precedenza è illustrata nei documenti di consultazione 19 giugno 2014, 299/2014/R/idr, 11 dicembre 2014, 620/2014/R/idr e 26 novembre 2015, 577/2015/R/idr.

nazionali e internazionali, e ha proposto il modello di simulazione per la determinazione dei coefficienti di ripartizione percentuale del costo di rimozione dei quattro parametri inquinanti fondamentali contenuti nelle acque reflue scaricate<sup>9</sup>, funzionale all'articolazione della quota variabile della tariffa sulla base delle principali caratteristiche qualitative dei reflui.

A seguito degli ulteriori approfondimenti effettuati, nonché delle evidenze emerse dall'analisi delle osservazioni pervenute, nel successivo documento per la consultazione 3 agosto 2017, 604/2017/R/idr<sup>10</sup>, hanno trovato conferma le principali linee di intervento delineate in precedenza. In aggiunta, l'Autorità ha ritenuto opportuno illustrare alcune precisazioni e ulteriori elementi di definizione – principalmente in termini di preferenza per un reflu di riferimento unico nazionale, inteso rappresentare il "benchmark ambientale" cui rapportare la qualità dei singoli scarichi industriali – e l'inclusione di ulteriori gradi di libertà per l'ente di governo dell'ambito. Con riferimento alla struttura tariffaria di collettamento e depurazione illustrata nel documento di consultazione sopra richiamato, sono state altresì effettuate specifiche analisi di impatto della nuova disciplina, che hanno condotto a ulteriori precisazioni in materia. Nel merito, la nuova disciplina recata dalla delibera 665/2017/R/idr, per la quale è stata prevista l'applicazione uniforme a livello di ATO, ha individuato una struttura trinomica per la tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali, in quanto meglio rispondente all'obiettivo di corretta allocazione dei costi e di maggiore aderenza al principio "chi inquina paga", con:

- una quota fissa, a copertura dei costi peculiari delle utenze industriali, ovvero dei costi di gestione del contratto, dei costi di misura dei volumi scaricati e delle verifiche di qualità sui reflui, proposta con un limite massimo di incidenza sul ricavo complessivo del 5%;
- una quota di capacità, avente l'obiettivo di ristabilire una corretta attribuzione dei costi – tenendo conto che l'impianto di depurazione è dimensionato per accogliere la portata e i carichi di picco del reflu complessivo, determinati in aggregato

dai valori di volume e concentrazione dei parametri inquinanti riportati nelle autorizzazioni allo scarico in pubblica fognatura, frequentemente sovradimensionati rispetto ai livelli effettivamente scaricati e utilizzati per la valorizzazione della quota variabile – con soglia massima di incidenza sul ricavo complessivo limitata al 20%, al fine di preservare l'entità della quota variabile, cui è principalmente demandata l'applicazione del principio "chi inquina paga". È previsto anche un meccanismo di penalizzazione, in caso di superamento dei valori dichiarati in autorizzazione, al fine di disincentivare comportamenti opportunistici degli utenti;

- una quota variabile – proporzionale ai volumi scaricati per i servizi di fognatura e di depurazione, nonché alla qualità dei reflui per il solo servizio di depurazione – valutata rispetto al reflu di riferimento unico a livello nazionale in base ai quattro parametri inquinanti principali (con la possibilità di aggiungerne di ulteriori, se localmente rilevanti) cui sono attribuite le relative percentuali di costo di trattamento, derivanti dal modello analitico sviluppato *ad hoc*, con la previsione di una soglia minima della tariffa unitaria, volta a incentivare una maggiore efficienza nell'uso della risorsa idrica per scarichi sostanzialmente "puliti", nonché ulteriori disposizioni in merito a criteri e modalità di misura dei volumi scaricati e di determinazione della qualità dei reflui.

La disciplina prevede, inoltre:

- meccanismi specifici di flessibilità a disposizione dell'ente di governo dell'ambito, per un'implementazione effettivamente calibrata alle peculiarità dei diversi contesti territoriali;
- elementi di mitigazione degli effetti derivanti dall'applicazione della nuova formula – omogenea nell'impostazione e nelle principali componenti di articolazione su tutto il territorio nazionale, attualmente caratterizzato da elevata eterogeneità – in termini di incremento massimo del fatturato complessivo per i servizi di collettamento e depurazione dei reflui industriali (posto pari al 10%, a livello di ATO, rispetto al fatturato derivante dall'articolazione vigente);

<sup>9</sup> Il modello è stato sviluppato dal gruppo di esperti coinvolti dall'Autorità, appartenenti alle Università di Firenze e Trento ed è basato sui quattro parametri principali: richiesta chimica di ossigeno (COD), solidi sospesi totali (SST), azoto e fosforo.

<sup>10</sup> Recante gli orientamenti finali in merito ai criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici.

- limite annuo previsto alla crescita della spesa del singolo utente industriale (analogamente posto al 10%) a ulteriore garanzia di sostenibilità, rafforzando le tutele già previste dalla regolazione vigente.

### Regole e criteri per l'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie

Al fine di rafforzare la dovuta stabilità e coerenza dell'architettura regolatoria dei sistemi idrici – che ha come fondamentali elementi di completamento l'introduzione della regolazione della qualità tecnica, l'approvazione del testo integrato sui corrispettivi, la regolazione del bonus sociale idrico, per i quali si rimanda ai paragrafi specifici del presente Capitolo – l'Autorità, con la delibera 918/2017/R/idr, ha definito le regole e le procedure per l'aggiornamento, previsto dall'art. 8 della delibera 664/2015/R/idr, delle predisposizioni tariffarie del SII elaborate in osservanza della metodologia tariffaria (MTI-2) di cui all'Allegato A alla medesima delibera 664/2015/R/idr.

Confermando gli orientamenti generali illustrati nel documento per la consultazione 16 novembre 2017, 767/2017/R/idr<sup>11</sup>, oltre a esplicitare i dati contabili e i parametri monetari (tassi di inflazione e deflatori degli investimenti fissi lordi) da utilizzare ai fini della rideterminazione delle componenti di costo (e quindi del vincolo ai ricavi del gestore e del moltiplicatore tariffario) per gli anni 2018 e 2019, la delibera 918/2017/R/idr ha, in particolare, disciplinato:

- le misure per la promozione dell'efficienza;
- le misure a sostegno degli investimenti;
- le misure a sostegno del miglioramento della qualità delle prestazioni erogate all'utenza;
- le misure per l'accesso universale all'acqua.

**Misure per la promozione dell'efficienza.** In tema di misure per la promozione dell'efficienza, la delibera 918/2017/R, provvede:

- relativamente ai criteri per l'aggiornamento dei costi operativi, a:
  - individuare un costo medio di settore della fornitura elettrica, (da utilizzarsi per la rideterminazione della componente relativa ai costi dell'energia elettrica) pari a 0,1585 €/kWh, valutato sulla base delle informazioni comunque comunicate all'Autorità che hanno evidenziato una riduzione dei costi unitari di energia elettrica sostenuti dai gestori del SII;
- superare, ai fini della determinazione dei costi per gli acquisti all'ingrosso, la previsione di cui al comma 26.2 dell'MTI-2 – con la quale era stata disposta, a partire dal 2018, l'applicazione del meccanismo di tipo *rolling cap* sul costo dell'approvvigionamento di acqua da terzi – atteso che la finalità associata al citato meccanismo (incentivazione dell'adozione di misure per il contenimento delle dispersioni idriche) possa essere perseguita, alla luce della recente disciplina della qualità tecnica, con l'applicazione (a decorrere dal 2018) del macro-indicatore relativo alle perdite idriche definito dalla regolazione della qualità tecnica;
- relativamente ai costi ambientali e della risorsa, a:
  - ampliare la tipologia di oneri da poter esplicitare come *ERC<sup>d</sup>*, tenuto conto dei costi operativi aggiuntivi che potrebbero emergere a fronte del conseguimento dei nuovi obiettivi fissati in corrispondenza degli standard introdotti con la recente regolazione della qualità tecnica;
- relativamente ai criteri per l'aggiornamento delle componenti a conguaglio, a:
  - confermare la formulazione fornita dal comma 29.1 dell'MTI-2 con specifico riferimento agli anni,  $\alpha=\{2018, 2019\}$  al fine di considerare, per le citate annualità, soltanto il recupero dei costi per la fornitura di servizi all'ingrosso diversi dalla fornitura di acqua;
  - stabilire – contestualmente a quanto richiamato al punto precedente – che nel caso di gestioni interessate nel biennio 2016-2017 da situazioni di crisi idrica, il recupero degli oneri ulteriori sostenuti per la fornitura di acqua all'ingrosso, che l'ente di governo d'ambito reputi riconducibili a eventi eccezionali, possa avvenire con la componente a recupero dei "costi delle attività afferenti al SII sostenuti per variazioni sistemiche nelle condizioni di erogazione del servizio o per il verificarsi di eventi eccezionali";
  - tenere conto del recupero (solo se a vantaggio dell'utenza) dello scostamento tra la quantificazione della componente *OPex<sub>α</sub>* (riferita alle annualità 2016 e 2017 e prevista a copertura dei costi per l'adeguamento agli standard di qualità

<sup>11</sup> Il documento per la consultazione 767/2017/R/idr è stato adottato nell'ambito del procedimento avviato con delibera 19 ottobre 2017, 704/2017/R/idr.



contrattuale del servizio di cui alla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr) e gli oneri effettivamente sostenuti dal gestore (nelle medesime annualità) per il citato adeguamento alla delibera 655/2015/R/idr.

**Misure a sostegno degli investimenti.** In tema di misure a sostegno degli investimenti, la delibera 918/2017/R procede a:

- prevedere, in continuità con il biennio precedente, specifici controlli sull'effettiva realizzazione degli investimenti previsti per gli anni 2016 e 2017, nonché sulla congruità tra gli obiettivi prioritari previsti per le annualità successive e la sostenibilità economico-finanziaria della gestione;
- introdurre, a partire dal 2018, l'obbligo di destinare la componente Fondo nuovi investimenti, *FoNI<sup>p</sup>* esclusivamente alla realizzazione dei nuovi investimenti per il raggiungimento degli specifici obiettivi individuati nel programma degli interventi elaborato per il pertinente territorio;
- confermare, anche alla luce delle recenti analisi elaborate dalla Banca Centrale Europea e delle connesse valutazioni previsionali, il valore del benchmark  $r^{real}_t$  (tasso *risk free* reale), pari a 0,5%;
- aggiornare – tenendo conto delle evoluzioni nel quadro macroeconomico di riferimento, che a livello comunitario hanno fatto registrare un incremento del differenziale dei titoli BTP/Bund, pur con un incremento della relativa volatilità, e che a livello nazionale hanno evidenziato una progressiva contrazione dell'indebitamento degli enti locali – il parametro *WRP* (*Water Utility Risk Premium*), ponendolo pari a 1,7%;
- confermare, tenuto conto di una sostanziale stabilità del costo registrato in ordine all'indebitamento dei gestori del servizio idrico integrato, il valore del parametro  $K^{real}_d$  (rendimento di riferimento delle immobilizzazioni, comprensivo anche del *Debt Risk Premium*) pari a 2,8%;
- aggiornare, sulla base di quanto stabilito dalla normativa vigente in materia di imposta sul reddito d'esercizio delle società, l'aliquota  $t_c$  (ponendola pari a 24%) per il calcolo degli oneri finanziari e degli oneri fiscali e, conseguentemente, aggiornare il parametro  $T$ , tenuto conto dell'effettiva incidenza che l'imposta sui redditi risulta avere nell'ambito della tassazione complessiva, (ponendo  $T$  pari a 31,9%);

**Misure a sostegno del miglioramento della qualità delle prestazioni.** In tema di misure a sostegno del miglioramento della qualità

delle prestazioni erogate all'utenza, la delibera 918/2017/R, a fronte di nuovi obiettivi fissati in corrispondenza di *target* evolutivi differenziati in funzione del livello di partenza di ciascun operatore, prevede:

- la copertura, sotto determinate condizioni, degli eventuali costi operativi aggiuntivi  $OPex_{oc}$  relativi ad aspetti riconducibili all'adeguamento a taluni standard di qualità tecnica di cui alla delibera 917/2017/R/idr;
- specifiche modalità di copertura del meccanismo di premialità relativo alla qualità tecnica del servizio idrico integrato attraverso:
  - la prevalente destinazione della componente perequativa UI2 (istituita dal comma 33.1 dell'MTI-2) alla promozione della qualità tecnica, atteso che la prima fase di attuazione della delibera 655/2015/R/idr, in materia di qualità contrattuale, solo in limitati casi, ha fatto rilevare richieste in ordine al riconoscimento di fattori premiali;
  - la quantificazione della citata componente perequativa UI2 in 0,9 centesimi di euro/metro cubo (da applicarsi a tutte le utenze del servizio idrico integrato come maggiorazione ai corrispettivi di acquedotto, di fognatura e di depurazione), valutata sulla base dei dati relativi alle prestazioni tecniche attualmente erogate dagli operatori e tenendo conto dell'esigenza di assicurare, da un lato, i necessari incentivi agli operatori e, dall'altro, la sostenibilità dei corrispettivi applicati all'utenza finale;
  - l'integrazione del meccanismo perequativo sopra descritto con uno strumento allocativo, alimentato da una aliquota dei costi operativi, resa disponibile da tutti i gestori del SII, rinviandone l'applicazione a decorrere dall'annualità 2020.

**Misure per l'accesso universale all'acqua.** In tema di misure per l'accesso universale all'acqua, la delibera 918/2017/R/idr procede al riordino delle componenti tariffarie a copertura degli oneri connessi alla tutela delle utenze domestiche in documentato stato di disagio economico, e, in particolare a:

- prevedere che il meccanismo perequativo operante su scala nazionale (basato sull'istituzione, prevista dalla delibera 21 dicembre 2017, 897/2017/R/idr, della componente UI3 per la perequazione dei costi relativi all'erogazione del bonus sociale idrico) sia alimentato attraverso una componente UI3 quantificata in 0,5 centesimi di euro/metro cubo, da applicarsi a tutte le



utenze del servizio idrico integrato, diverse da quelle in condizioni di disagio economico sociale, come maggiorazione del corrispettivo di acquedotto;

- introdurre una componente di costo, indicata come,  $OP^a_{social}$ , destinata alla copertura delle agevolazioni migliorative (bonus idrico integrativo, di cui alla citata delibera 897/2017/R/idr) eventualmente previste a livello locale dagli enti di governo dell'ambito.

A fronte degli obblighi definiti dalla delibera 918/2017/R/idr (per il cui adempimento è stato fissato il termine del 30 aprile 2018), l'Autorità – in un'ottica di semplificazione e minimizzazione degli oneri amministrativi, nonché di efficiente gestione dei successivi procedimenti di approvazione – ha messo a disposizione degli enti di governo dell'ambito e dei gestori:

- uno schema tipo per la redazione del Pdl;
- uno schema tipo della relazione di accompagnamento alla predisposizione tariffaria;
- un file unico implementato sia per la raccolta dei dati tariffari, dei dati di qualità tecnica (di cui alla delibera 917/2017/R/idr) e dello sviluppo del programma degli interventi, sia per fornire uno strumento di simulazione per il calcolo tariffario.

### Bonus sociale idrico

Con la menzionata delibera 897/2017/R/idr, l'Autorità, in attuazione delle disposizioni normative recate dal DPCM 13 ottobre 2016, ha adottato il *Testo integrato delle modalità applicative del bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati* (TIBSI). La delibera sopra richiamata rappresenta un fondamentale elemento di completamento del quadro di regole in materia di tutela dell'utenza del SII, tenuto anche conto che tale disciplina regolatoria si inserisce nell'ambito di un contesto più ampio di intervento che ricomprende argomenti tra loro strettamente interrelati, quali la riforma dei corrispettivi tariffari applicati all'utenza e l'adozione di direttive volte al contenimento della morosità nel servizio idrico integrato, ai fini di equità sugli altri utenti.

Il provvedimento è stato adottato a seguito di un articolato procedimento, avviato con la delibera 1 dicembre 2016, 716/2016/R/idr<sup>12</sup>, nell'ambito del quale si è svolto un ampio processo di consultazione.

Con il documento per la consultazione 22 giugno 2017, 470/2017/R/idr, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti generali tesi alla definizione dei criteri e delle modalità operative per l'implementazione della disciplina relativa al bonus sociale idrico, con particolare riferimento alla quantificazione dell'agevolazione da riconoscere alle utenze disagiate e alla definizione delle modalità applicative per l'erogazione dell'agevolazione medesima. Nel documento, in particolare, tenuto anche conto dell'esistenza sul territorio nazionale di condizioni di miglior favore a tutela delle utenze in condizioni di vulnerabilità economica, sono stati illustrati i primi orientamenti relativi alle modalità di determinazione dell'agevolazione da riconoscere alle utenze economicamente disagiate, secondo le disposizioni del richiamato DPCM 13 ottobre 2016, nonché i criteri e le modalità relativi alla definizione di idonei sistemi di verifica della sussistenza dei requisiti per il riconoscimento dell'agevolazione, prevedendo, in prima analisi, di attribuire esclusivamente al gestore del SII le attività di validazione e ammissione delle domande presentate dagli utenti.

Successivamente, con il documento per la consultazione 10 novembre 2017, 747/2017/R/idr, anche tenuto conto delle risultanze alla precedente consultazione e delle recenti previsioni normative adottate in materia di contrasto alla povertà e all'esclusione sociale<sup>13</sup>, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti finali in relazione alle modalità di determinazione e applicazione dell'agevolazione da riconoscere alle utenze in condizioni di disagio economico sociale. Al fine di completare il quadro regolatorio in materia, nel documento sono state approfondite alcune tematiche applicative emerse nella precedente fase di consultazione; in particolare, sono state illustrate le modalità per la gestione delle domande di accesso al bonus sociale idrico, prevedendo, al fine di sviluppare ulteriormente le sinergie esistenti con i meccanismi di tutela già attivi nei settori dei servizi energetici, che la fase di ammissione al regime di compensazione sia effettuata tramite il sistema SGAt (Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche, che già gestisce

<sup>12</sup> Con la delibera 716/2016/R/idr l'Autorità ha integrato, rinnovandolo, il procedimento di cui alla delibera 8/2015/R/idr.

<sup>13</sup> Si veda a tal proposito quanto previsto in merito dal decreto legislativo 15 settembre 2017, n. 147, recante *Disposizioni per l'introduzione di una misura nazionale di contrasto alla povertà*.

le domande del settore elettrico e gas) e che a tal fine l'utente abbia la possibilità di presentare la richiesta di ammissione al bonus unitamente a quella per il bonus elettrico e gas.

Il procedimento si è infine concluso con l'approvazione della succitata delibera 897/2017/R/idr e del relativo Allegato TIBSI, con il quale l'Autorità ha dato attuazione al sistema di compensazione della spesa sostenuta per la fornitura idrica dagli utenti domestici residenti in condizioni di disagio economico sociale, prevedendo, mediante l'applicazione di regole uniformi per l'intero territorio nazionale, l'introduzione di un bonus sociale idrico, nonché la possibilità per gli enti di governo dell'ambito di confermare eventuali tutele migliorative esistenti, o di introdurre di nuove, tramite la previsione di un bonus idrico integrativo.

In attuazione delle disposizioni normative che impongono coerenza con gli altri settori regolati, l'Autorità ha individuato le utenze domestiche residenti in condizioni di disagio economico sociale ricorrendo ai medesimi criteri già previsti per i settori dei servizi energetici, in base all'indicatore ISEE<sup>14</sup>. Il TIBSI infatti ha previsto che gli aventi diritto all'agevolazione siano gli utenti domestici residenti, in condizioni di disagio economico sociale, appartenenti a un nucleo familiare con indicatore ISEE non superiore a 8.107,50 euro, ovvero a un nucleo familiare con almeno quattro figli a carico e indicatore ISEE non superiore a 20.000 euro<sup>15</sup>. In particolare, per quanto riguarda la verifica dei requisiti dei soggetti beneficiari dell'agevolazione e l'ammissione al bonus, il TIBSI ha confermato l'orientamento posto in consultazione, prevedendo, al fine di minimizzare gli oneri amministrativi per gli utenti e i gestori interessati, che siano i Comuni, attraverso SGAta, a effettuare le verifiche necessarie per l'ammissione dell'utente al sistema di compensazione. La richiesta di ammissione alla compensazione deve essere presentata congiuntamente a quella per il bonus elettrico e gas utilizzando la medesima modulistica, opportunamente integrata, con le informazioni e i dati relativi alla fornitura idrica. Spettano, invece, al singolo gestore le verifiche sul contratto di fornitura e sull'erogazione del bonus.

Relativamente alla quantificazione del bonus sociale idrico, il TIBSI ha stabilito che l'ammontare dell'agevolazione sia calcolato da ogni gestore in funzione della numerosità della famiglia anagrafica, applicando alla quantità essenziale di acqua necessaria al soddisfacimento dei bisogni da tutelare (individuata a livello nazionale in 18,25 m<sup>3</sup> abitante/anno, corrispondenti ai 50 litri/abitante/giorno stabiliti dal legislatore) la tariffa agevolata, prevista per le utenze domestiche residenti non disagiate.

Gli enti di governo dell'ambito competenti per il relativo territorio potranno inoltre introdurre, ovvero confermare, qualora attualmente previste, misure di tutela ulteriori a favore degli utenti in condizioni di vulnerabilità, mediante il riconoscimento di un bonus idrico integrativo, secondo le modalità di ammissione ed erogazione approvate dai medesimi enti di governo dell'ambito, in considerazione delle diverse specificità territoriali.

Al fine di compensare la spesa sostenuta dall'utente domestico beneficiario del bonus, il TIBSI ha previsto che lo stesso venga erogato agli utenti diretti (titolari cioè del contratto di fornitura del SII) in bolletta, mediante due componenti tariffarie,  $b_s$  e  $b_i$ , relative rispettivamente al bonus sociale idrico e all'eventuale bonus idrico integrativo, applicate pro quota giorno a decurtazione dei corrispettivi relativi alla quota variabile del servizio di acquedotto. Per gli utenti indiretti, che utilizzano una fornitura idrica intestata a un'utenza condominiale, è previsto il riconoscimento dell'agevolazione, secondo modalità *una tantum* definite autonomamente dal gestore, adottando procedure idonee sia a garantire la tracciabilità delle somme erogate che a identificare il soggetto beneficiario.

Infine, con riferimento alle modalità di copertura dell'onere derivante dal riconoscimento dell'agevolazione alle utenze in condizioni di disagio, è stata prevista l'istituzione di due meccanismi, uno operante a livello nazionale, mediante l'istituzione di una nuova componente tariffaria UI3, l'altro su base locale. In particolare, il TIBSI ha stabilito che per il bonus sociale idrico, la copertura del relativo onere possa essere assicurata mediante l'applicazione alla generalità delle utenze ubicate sul territorio nazionale, diverse da

14 È l'Indicatore della situazione economica equivalente, di cui al DPCM 5 dicembre 2013, n. 159.

15 La soglia ISEE prevista per l'ammissione al bonus potrà essere rideterminata con apposito decreto che il Ministero dello sviluppo economico dovrà adottare in conformità a quanto previsto dalla legge n. 124/17.

quelle dirette in condizioni di disagio, della componente tariffaria UI3<sup>16</sup> come maggiorazione al solo corrispettivo di acquedotto. Per il bonus idrico integrativo, è stato previsto che il meccanismo di copertura possa operare mediante la valorizzazione in tariffa di una componente di costo<sup>17</sup> destinata alla copertura delle condizioni di miglior favore previste. L'onere derivante dal riconoscimento del bonus idrico integrativo è posto infatti interamente a carico della collettività locale.

Le disposizioni in materia di bonus sociale idrico si applicano sull'intero territorio nazionale a partire dall'1 gennaio 2018. Le domande per l'ammissione al bonus potranno, tuttavia, essere presentate solo a partire dall'1 luglio 2018, per consentire di portare a termine alcuni approfondimenti applicativi e rendere operativi i sistemi informativi, soprattutto per quanto riguarda l'adeguamento del sistema SGAtè alle nuove funzionalità richieste. Per il periodo che intercorre tra l'1 gennaio e la data di ammissione alla compensazione sarà prevista,

per il solo anno 2018, l'erogazione di una componente compensativa *una tantum*.

Tenuto conto degli approfondimenti applicativi sopra richiamati, necessari all'implementazione e alla successiva definizione delle modalità operative sottese all'erogazione del bonus sociale idrico, l'Autorità ha rimandato a un successivo provvedimento, da adottarsi anche in esito alla convocazione di tavoli tecnici e *focus group* con gli operatori di settore, la definizione delle modalità di comunicazione al gestore dell'ammissione dell'utente alla compensazione, la definizione degli aspetti relativi alle modalità di determinazione della decorrenza, dei rinnovi e delle variazioni della numerosità familiare e dell'indirizzo di residenza che avvengono in corso di agevolazione, nonché l'individuazione dettagliata degli specifici obblighi di rendicontazione e di successiva comunicazione all'Autorità e agli enti di governo dell'ambito di dati e informazioni concernenti l'erogazione alle utenze disagiate.

## Regolazione dell'unbundling

Nel corso del 2017 l'Autorità ha proseguito le attività finalizzate all'implementazione operativa dell'*unbundling* contabile del settore idrico – con regolazione introdotta dalla delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/com e dall'allegato A (*Testo integrato unbundling contabile* - TIUC) – attraverso:

- la modifica del preesistente sistema telematico di raccolta dei dati per il settore elettrico e gas, al fine di tener conto delle specificità dell'*unbundling* relativo al settore idrico e permettere altresì agli operatori *multiutility* di effettuare la separazione del bilancio di esercizio tra le attività dei diversi settori attraverso una piattaforma unica;
- la convocazione di un apposito *focus group* con gli *stakeholder* di settore, al fine di approfondire le modalità di separazione contabile delle attività del settore idrico in ATO, nonché la rappresentazione contabile di alcune voci di costo e di alcune tipologie di cespiti, e modificare, laddove necessario, le relative voci previste negli schemi contabili per i CAS pubblicati nel corso del 2016;
- l'integrazione del manuale di contabilità regolatoria per tener conto delle novità introdotte dalla disciplina di separazione contabile per le imprese operanti nel settore idrico, pubblicato il 15 dicembre 2017.

<sup>16</sup> La componente UI3 è attualmente pari a 0,5 centesimi di euro a metro cubo. A partire dall'1 gennaio 2018, tale componente alimenta un apposito Conto per la perequazione dei costi relativi all'erogazione del bonus sociale idrico istituito presso la CSEA. Nella prima fase di applicazione della disciplina recata dal TIBSI, nell'attesa che divengano pienamente operativi i meccanismi relativi all'ammissione e all'erogazione del bonus, tale componente verrà applicata alla generalità dell'utenza, fatto salvo il conguaglio in bolletta dell'importo versato a favore dell'utente titolare del bonus, successivamente al riconoscimento dell'agevolazione.

<sup>17</sup> Il meccanismo di copertura dell'onere derivante dal riconoscimento del bonus idrico integrativo è stato definito con la già citata delibera 918/2017/R/idr.

Inoltre, con la delibera 10 novembre 2017, 742/2017/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione della normativa di separazione contabile per il settore dell'energia elettrica, del gas, del sistema idrico e del telecalore, finalizzato a rivedere la normativa di separazione contabile recata dal TIUC alla luce degli sviluppi regolatori intervenuti nei settori regolati dall'Autorità nonché dalle esigenze di semplificazione del processo di separazione contabile e di miglioramento della qualità dell'informazione.

Con riferimento al settore idrico, in particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno integrare le disposizioni di separazione contabile tenendo conto dei recenti sviluppi nella regolazione tariffaria del settore medesimo – tra cui l'introduzione, con il TICSI, dei criteri per la definizione della tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura – e nella regolazione della qualità tecnica nonché degli approfondimenti effettuati dagli Uffici dell'Autorità nel corso dello sviluppo del sistema telematico di raccolta dei conti annuali separati. Con il procedimento 742/2017/R/com l'Autorità ha provveduto pertanto a estendere al 2017 la fase di sperimentazione della raccolta dei dati di separazione contabile per il settore idrico, al fine di acquisire elementi utili, sulla base dei dati forniti dagli operatori relativi all'esercizio 2016 e 2017, finalizzati a:

- una più precisa perimetrazione delle attività e dei comparti relativi al suddetto settore, anche alla luce della regolazione della qualità del SII;

- individuare e definire i comparti afferenti l'attività di depurazione<sup>18</sup>, funzionali all'applicazione del principio "chi inquina paga", data l'introduzione delle modifiche ai corrispettivi tariffari di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura;
- verificare i *driver* per l'allocazione dei valori multi-ATO a ciascuna attività e comparto del settore;
- valutare, più in generale, l'introduzione di modifiche alle fasi di separazione contabile per il settore idrico finalizzate all'attività di approvazione delle predisposizioni tariffarie.

Nelle more della revisione del TIUC, in un'ottica di semplificazione amministrativa, l'Autorità ha pertanto previsto:

- che anche per l'esercizio 2017 la separazione contabile nelle attività del settore idrico possa essere effettuata con criteri convenzionali di natura *ex post*, purché documentabili, verificabili e oggetto di illustrazione nella nota di commento, e che i dati relativi a tale esercizio non rientrino nei procedimenti di approvazione tariffaria;
- l'esenzione dagli obblighi di separazione contabile per i gestori affidatari del SII, ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono, che abbiano ceduto l'affidamento dei relativi servizi entro il 31 dicembre 2017 al fine di contenere i costi dell'adeguamento dei sistemi di tenuta della contabilità per soggetti che non opereranno più nel settore idrico.

## Regolazione del servizio di misura

Con la delibera 5 maggio 2016, 218/2016/R/idr, l'Autorità ha adottato il *Testo integrato per la regolazione del servizio di misura nel servizio idrico integrato* (TIMSII) – entrato in vigore a partire dal 1° luglio 2016 – che disciplina la misura d'utenza sul territorio

nazionale. Al fine di garantire ai gestori il tempo tecnico necessario a implementare le misure introdotte, l'Autorità ha previsto uno scaglionamento temporale dell'attuazione di taluni specifici obblighi fino a luglio 2017.

<sup>18</sup> Si ricorda che con il TIUC l'Autorità aveva unificato transitoriamente i comparti di separazione contabile previsti in fase di consultazione per l'attività di depurazione, proprio nelle more della definizione dei criteri per la definizione della tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura.

Successivamente alla pubblicazione della delibera di cui sopra, dopo lo svolgimento delle necessarie verifiche istruttorie da parte degli Uffici, l'Autorità ha accolto con specifiche delibere alcune istanze di deroga temporale dall'applicazione della normativa, motivate in ragione di difficoltà operative legate ai processi di aggregazione delle gestioni.

In merito a un secondo gruppo di istanze di deroga relative a taluni adempimenti specifici, richieste in ragione di difficoltà non correlate a processi di aggregazione, l'Autorità ha ritenuto invece opportuno, mediante la delibera 2 febbraio 2017, 43/2017/R/idr, intimare ai gestori interessati l'ottemperanza ad alcune disposizioni del TMSII, fissando al contempo un termine per il relativo adempimento.

Il monitoraggio effettuato nel corso dell'anno sull'attuazione della delibera 218/2016/R/idr ha evidenziato come, da un lato, gli operatori necessitassero di precisazioni relativamente alle modalità

applicative di talune disposizioni, in parte dettate dalla necessità di tenere conto delle peculiarità dei rapporti con l'utenza rinvenibili in alcuni territori e, dall'altro, risultassero ancora non compiutamente indirizzate le esigenze conoscitive dell'utenza circa i propri consumi, con particolare riferimento ai casi di utenze condominiali.

Alla luce di tali problematiche, in un'ottica di semplificazione, di miglioramento dell'efficacia della regolazione e di rafforzamento delle tutele all'utenza, l'Autorità ha ritenuto opportuno, all'interno del TICSII (adottato con delibera 665/2017/R/idr), specificare talune modalità applicative del TMSII, nonché introdurre alcune misure volte a minimizzare le problematiche relative alle utenze condominiali, con particolare riferimento alle casistiche in cui esse sottendano contemporaneamente utenze domestiche e utenze non domestiche.

## Regolazione della qualità nel SII

### Regolazione della qualità tecnica del SII

#### Analisi dei Programmi degli interventi

Con la delibera 23 febbraio 2017, 89/2017/R/idr, recante *Chiusura dell'indagine conoscitiva, avviata con deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2015, 595/2015/R/idr, sulle modalità di individuazione delle strategie di pianificazione, adottate nei Programmi degli interventi del servizio idrico integrato*, l'Autorità ha illustrato in maniera estesa le risultanze emerse dall'indagine, evidenziando in generale una capacità di controllo dell'infrastruttura esistente ancora da rafforzare sotto il profilo della conoscenza puntuale delle criticità

e dell'individuazione degli interventi volti al relativo superamento. In esito all'indagine, l'Autorità ha presentato un'accurata ricognizione<sup>19</sup> di indicatori di *performance* per la quantificazione delle criticità infrastrutturali e operative del SII, rinviando a un successivo procedimento la definizione di indicatori funzionali alla definizione di una regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato<sup>20</sup>.

Nell'ambito delle istruttorie aventi ad oggetto le predisposizioni tariffarie trasmesse secondo i criteri e le modalità dettati dalla delibera 664/2015/R/idr, nel corso del 2017 l'Autorità ha

<sup>19</sup> Predisposta dall'Università degli Studi di Palermo - Dipartimento di Ingegneria civile, ambientale, aerospaziale, dei materiali - e dall'Università La Sapienza di Roma - Dipartimento di Ingegneria civile, edile e ambientale (Cfr. Allegato B alla delibera 89/2017/R/idr).

<sup>20</sup> Cfr. delibera 90/2017/R/idr.

proseguito nella verifica di coerenza delle pianificazioni per il periodo 2016-2019 contenute nei programmi degli interventi (PdI) trasmessi dagli enti di governo d'ambito o altri soggetti competenti all'interno del pertinente schema regolatorio. L'analisi dei PdI ha consentito un aggiornamento delle informazioni circa lo stato infrastrutturale del servizio idrico integrato, la ricognizione delle principali criticità del Paese e l'ammontare del fabbisogno di investimenti previsto per il superamento di dette criticità in ciascuno dei servizi di cui si compone il SII (cfr. il Volume I di questa *Relazione Annuale*).

In sede di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato ai sensi della delibera 918/2017/R/idr, i prospetti di raccolta dati dei programmi degli interventi sono stati oggetto di revisione, anche in ragione degli obiettivi di qualità tecnica introdotti dall'Autorità con la delibera 917/2017/R/idr.

### Regolazione della Qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI)

Con la delibera 23 febbraio 2017, 90/2017/R/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento per la regolazione della qualità tecnica, a completamento della disciplina regolatoria finalizzata al miglioramento della qualità del SII, già in corso di applicazione per quanto riguarda gli aspetti contrattuali del servizio.

L'avvio di un procedimento in materia di regolazione della qualità tecnica – che rientra tra i compiti attribuiti all'Autorità dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, e dal DPCM 20 luglio 2012 – si è reso necessario al fine di indurre gli operatori al superamento delle numerose situazioni di criticità che caratterizzano il settore, emerse in esito all'attività di ricognizione effettuata negli anni precedenti<sup>21</sup>. Nell'ambito del procedimento avviato con la citata delibera 90/2017/R/idr sono stati posti in consultazione due documenti, con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento del sistema infrastrutturale nazionale agli standard definiti a livello europeo, assicurando i necessari livelli di qualità della risorsa e di qualità ambientale, e di superare le difformità presenti sul territorio nazionale in termini di diffusione, fruibilità e qualità del servizio all'utenza.

Con il primo documento per la consultazione (27 luglio 2017, 562/2017/R/idr), l'Autorità ha illustrato gli orientamenti iniziali in materia di regolazione della qualità tecnica, prevedendo in particolare l'introduzione di un "approccio asimmetrico e innovativo", in analogia alla strategia seguita in ambito tariffario e allo scopo di garantire stimoli corretti ed efficaci a partire dalle condizioni di partenza dei diversi operatori coinvolti. Nel documento, sulla base di una logica di gradualità e di monitoraggio, l'Autorità ha prospettato l'introduzione di un sistema di standard di qualità, che diverranno progressivamente gli obiettivi minimi verso i quali saranno orientati gli investimenti pianificati nei programmi degli interventi elaborati dagli enti di governo dell'ambito, al fine di fornire ai gestori stimoli al miglioramento continuo, nei diversi contesti.

Con il secondo documento per la consultazione (10 novembre 2017, 748/2017/R/idr), l'Autorità ha presentato gli orientamenti finali in materia, giungendo a delineare un modello di regolazione della qualità tecnica volto a sviluppare, nell'ambito del già citato approccio asimmetrico e innovativo, elementi di: "selettività" degli interventi, sia sotto il profilo dell'ammissibilità, sia con riferimento al giudizio di valore; "corrispettività", al fine di rafforzare l'interesse congiunto, degli utilizzatori e dei gestori, al continuo monitoraggio e controllo delle prestazioni; "effettività", per indurre a un miglioramento continuo delle *performance*; "premierità", con la definizione di meccanismi incentivanti; "gradualità" e "stabilità", per garantire l'identificazione di stimoli corretti ed efficaci per promuovere benefici a favore della platea degli utilizzatori dei servizi, in un quadro di parità di trattamento degli operatori e a partire dalle condizioni rilevate nei diversi contesti.

Il procedimento si è infine concluso con l'approvazione della delibera 917/2017/R/idr e del relativo Allegato A (RQTI), nel quale vengono definiti gli "indicatori di qualità tecnica del SII", utili a valutare i livelli di qualità del servizio raggiunti da ciascun operatore, nonché i meccanismi di incentivazione e gli obblighi di monitoraggio, di tenuta registri e comunicazione dei dati dei gestori. In relazione a questo ultimo aspetto, è stato prospettato che gli obblighi di registrazione e archiviazione dovranno essere applicati in via sperimentale dall'1 gennaio 2018, e a regime dall'1 gennaio 2019, al fine di garantire ai gestori il tempo tecnico necessario

<sup>21</sup> In particolare, tramite l'attività di analisi dei documenti di programmazione nell'ambito dell'attività istruttoria finalizzata all'approvazione delle predisposizioni tariffarie, le indagini conoscitive avviate con le delibere 28 marzo 2013, 135/2013/E/idr e 4 dicembre 2015, 595/2015/R/idr, e le specifiche raccolte dati predisposte ai fini della conoscenza dell'efficienza e della qualità del servizio.

ad adeguare i sistemi informatici e gestionali. Il processo di definizione di standard appropriati è stato condotto privilegiando un'ampia e continua attività di acquisizione di informazioni, anche mediante *focus group*, seminari tematici, riunioni con esperti del settore, nonché sulla base di riferimenti alle migliori pratiche adottate a livello internazionale.

Gli indicatori di qualità tecnica individuati dall'Autorità nell'ambito del procedimento avviato con la già richiamata delibera 90/2017/R/idr sono ripartiti nelle seguenti categorie:

- standard specifici, che identificano i parametri di performance da garantire nelle prestazioni erogate al singolo utente e il cui mancato rispetto prevede l'applicazione di indennizzi automatici;
- standard generali, suddivisi in "macro-indicatori" e "indicatori semplici", che descrivono le condizioni tecniche di erogazione del servizio cui è associato un meccanismo incentivante;
- prerequisiti, che rappresentano le condizioni necessarie all'ammissione al meccanismo incentivante associato agli standard generali.

### Standard specifici

Gli standard specifici esplicitati nella RQTI sono riferiti a tre indicatori<sup>22</sup> attinenti a profili di continuità del servizio di acquedotto:

- durata massima della singola sospensione programmata (pari a 24 ore);
- tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione del servizio idropotabile (pari a 48 ore);
- tempo minimo di preavviso per interventi programmati che comportano una sospensione della fornitura (pari a 48 ore).

In caso di mancato rispetto degli standard specifici di cui sopra, è previsto il riconoscimento di un indennizzo automatico alle utenze interessate dal disservizio, secondo modalità mutate dalla disciplina sulla qualità contrattuale (RQSII). In aggiunta, in sede di prima applicazione degli standard specifici, sono state previste opportune forme di flessibilità nei casi in cui l'onere generato possa compromettere la continuità gestionale, valorizzando le decisioni assunte dal soggetto competente.

### Standard generali

In merito agli standard generali di qualità, l'Autorità ha individuato sei "macro-indicatori" ai quali è associato un ristretto set di indicatori ad essi correlati denominati "indicatori semplici", sulla base di una serie di obiettivi ritenuti prioritari al fine di caratterizzare una gestione tecnicamente efficiente.

Per il servizio di acquedotto, gli obiettivi perseguiti sono: il contenimento delle perdite idriche totali con efficace presidio delle infrastrutture, ove rileva il macro-indicatore M1 "Perdite idriche"; il mantenimento della continuità del servizio, anche attraverso una idonea configurazione del sistema delle fonti di approvvigionamento rispetto agli impieghi della risorsa, ove rileva il macro-indicatore M2 "Interruzioni del servizio", con implementazione rimandata al 2020; l'adeguata qualità dell'acqua erogata per il consumo umano, ove rileva il macro-indicatore M3 "Qualità dell'acqua erogata".

Per il servizio di fognatura, l'obiettivo perseguito è la minimizzazione dell'impatto ambientale associato al convogliamento delle acque reflue per il mezzo di adeguate infrastrutture, ove rileva il macro-indicatore M4 "Adeguatezza del sistema fognario".

Per il servizio di depurazione, l'obiettivo perseguito concerne la minimizzazione dell'impatto ambientale collegato al trattamento dei reflui, a sua volta opportunamente suddiviso, per la specificità che caratterizza gli impianti di depurazione, in "linea di trattamento fanghi", con *performance* valutate attraverso il macro-indicatore M5 "Smaltimento fanghi in discarica", e in "linea di trattamento acque", alla quale è stato associato il macro-indicatore M6 "Qualità dell'acqua depurata".

A differenza degli indicatori associati agli standard specifici, per i macro-indicatori non sono stati individuati standard unici nazionali da applicare a tutti gli operatori indistintamente, bensì sono stati definiti standard differenziati in funzione della condizione di partenza di ciascuno, con lo scopo di fornire stimoli di miglioramento commisurati al livello di qualità raggiunto. Per ciascun macro-indicatore, pertanto, sono state determinate da tre a cinque "classi di appartenenza", che rappresentano il livello di partenza in cui si colloca ogni gestore e alle quali sono associati altrettanti "obiettivi", intesi come risultato che ciascun gestore è tenuto a conseguire. Gli obiettivi sono stati distinti in due tipologie: "di mantenimento", che

<sup>22</sup> Gli indicatori di qualità relativi alla continuità del servizio sono quelli previsti dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 29 aprile 1999, recante "Schema generale di riferimento per la predisposizione della Carta del servizio idrico integrato".



riguardano i gestori che si posizionano nella classe migliore (denominata Classe A) e "di miglioramento", che interessano tutti gli altri operatori. Si evidenzia come gli obiettivi siano costruiti in modo tale da promuovere la convergenza qualitativa sul territorio nazionale, imponendo miglioramenti annui più accelerati per le gestioni che presentano livelli qualitativi peggiori.

L'Autorità ha previsto, nella fase di selezione dei macro-indicatori da adottare nella prima fase di applicazione della regolazione della qualità tecnica del SII, il ricorso a un approccio di tipo *output based*. In particolare, per il servizio idrico integrato, l'*output* è stato individuato sia negli utilizzatori finali del servizio che nell'ambiente (quest'ultimo diretto interessato del comportamento gestionale associato ai servizi di fognatura e di depurazione).

### Prerequisiti

La terza tipologia di indicatori di qualità tecnica individuati dell'Autorità è costituita, come più sopra accennato, dai prerequisiti, che rappresentano il conseguimento di determinate condizioni minime per l'accesso al meccanismo incentivante. Più nel dettaglio, sono stati definiti quattro prerequisiti, afferenti a:

- profili di disponibilità e affidabilità dei dati "in generale", ovvero associati ai dati necessari al calcolo di tutti i macro-indicatori e, più nello specifico, dei dati "di misura", questi ultimi utilizzati per la determinazione del volume di perdita idrica di cui al macro-indicatore M1 "Perdite idriche";
- aspetti di carattere normativo ossia, per il servizio di acquedotto, l'effettuazione dei controlli della qualità dell'acqua previsti dal decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31, prodromici all'applicazione del macro-indicatore M3 "Qualità dell'acqua erogata"; per i servizi di fognatura e di depurazione, l'assenza di agglomerati interessati da pronunce di condanna della Corte di Giustizia Europea per mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE, con riferimento ai macro-indicatori M4 "Adeguatezza del sistema fognario", M5 "Smaltimento fanghi in discarica" e M6 "Qualità dell'acqua depurata".

La delibera 917/2017/R/idr prevede l'applicazione del sistema di indicatori alla base della qualità tecnica, nonché l'avvio del monitoraggio sui dati ai medesimi sottesi, a partire dall'1 gennaio 2018. Il modello definito prevede inoltre che, per ciascun macro-indicatore e per ogni gestione operante sul territorio di pertinenza, l'ente di governo dell'ambito individui la classe di partenza sulla base dei dati tecnici precedentemente rilevati dal gestore, e validati dal

medesimo ente di governo, e l'obiettivo di miglioramento/mantenimento che il gestore è tenuto a conseguire annualmente previa valutazione della conformità ai prerequisiti. Al fine di evitare meccanismi distorsivi, il provvedimento stabilisce anche che, al verificarsi di determinate condizioni, è possibile formulare istanza motivata per l'applicazione selettiva e graduale della nuova disciplina regolatoria, come per esempio in caso di significative aggregazioni gestionali a partire dall'1 gennaio 2016 o di eventi imprevisti e imprevedibili, e comunque al di fuori della sfera di responsabilità del gestore, che comportino il mancato rispetto degli standard fissati.

### Meccanismi di incentivazione

In merito ai meccanismi di incentivazione, nella citata delibera 917/2017/R/idr viene definito un sistema articolato in premi e penalità da attribuire, a partire dall'anno 2020, alle *performance* dei gestori nei due anni precedenti secondo la metodologia TOPSIS (*Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution*) individuando:

- un meccanismo incentivante teso a valorizzare i casi di maturità tecnologica e gestionale, che consideri lo stato di efficienza conseguito e che preveda una attribuzione multistadio (base, avanzata e di eccellenza) di incentivi agli operatori appartenenti *ex ante* (per almeno un macro-indicatore) alla classe migliore (classe A);
- un meccanismo incentivante teso a promuovere miglioramenti in caso di criticità tecnico-gestionali da superare, che consideri la variazione dell'efficienza e preveda una attribuzione multistadio (base e avanzata) di incentivi agli operatori non appartenenti *ex ante* alla succitata classe A.

La copertura dei costi legati al rispetto degli standard specifici e al conseguimento degli obiettivi previsti dalla qualità tecnica avviene secondo quanto stabilito dall'MTI-2, come integrato dalla delibera 918/2017/R/idr. In particolare, la spesa per investimento relativa alle misure adottate, e ricomprese nel programma degli interventi (PdI), è finanziata nell'ambito dell'aggiornamento del pertinente programma economico-finanziario (PEF), e l'ente di governo dell'ambito può formulare specifica istanza per la copertura di eventuali costi operativi aggiuntivi.

I dati relativi alla qualità tecnica dovranno essere comunicati all'Autorità entro il 30 aprile 2018, nell'ambito dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019 disciplinato dalla delibera 918/2017/R/idr.



## Regolazione della qualità contrattuale del SII

Nel corso del 2017 è proseguita l'attività di tutela dell'utenza del settore idrico mediante l'applicazione da parte dei gestori delle disposizioni in materia di qualità contrattuale del SII, introdotte dall'Autorità con la delibera, 655/2015/R/idr, e il relativo Allegato A, recante la *Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono* (RQSII). Con tale provvedimento sono stati definiti standard specifici e generali di qualità omogenei sul territorio nazionale, unitamente alla individuazione delle modalità di registrazione delle prestazioni fornite dai gestori su richiesta degli utenti. Con la successiva delibera 5 maggio 2016, 217/2016/R/idr, con la quale sono state tra l'altro integrate le modalità applicative di alcune disposizioni concernenti la regolazione della qualità contrattuale del SII<sup>23</sup>, l'Autorità ha avviato il procedimento per la valutazione delle istanze di deroga agli obblighi di qualità contrattuale avanzate dai gestori e dagli enti di governo dell'ambito ai sensi del RQSII, tenuto anche conto delle osservazioni e delle richieste formulate dalle organizzazioni rappresentative dei principali *stakeholder* interessati dall'intervento, che hanno segnalato l'opportunità di adottare soluzioni di maggior flessibilità in considerazione delle specificità locali.

In continuità rispetto all'attività svolta nel precedente anno, nel corso del 2017 gli uffici dell'Autorità hanno provveduto a valutare le istanze di deroga pervenute:

- dagli enti di governo dell'ambito<sup>24</sup>, d'intesa con i gestori del SII, in considerazione dell'impossibilità di adempiere a tutte

le prescrizioni di qualità contrattuale nei tempi richiesti dal RQSII in presenza di processi di aggregazione delle gestioni (attuati al fine di ottemperare alla normativa nazionale in materia sancita dal decreto legge n. 133/14), attesa la necessità di individuare prioritariamente il soggetto unico d'ambito, superando al contempo le frammentazioni gestionali;

- dal gestore del SII, per poter derogare agli obblighi in materia di apertura dello sportello provinciale unico<sup>25</sup>, ovvero dagli enti di governo dell'ambito, d'intesa con i gestori e le Associazioni dei consumatori territorialmente competenti, per poter derogare<sup>26</sup> dal rispetto dell'obbligo concernente l'orario minimo<sup>27</sup> di apertura degli sportelli provinciali.

Alla data del 31 marzo 2018 sono state approvate dall'Autorità 22 istanze di deroga<sup>28</sup>. Nella quasi totalità dei casi gli operatori hanno richiesto il mantenimento delle attuali regole di apertura degli sportelli provinciali presenti sul territorio. A far data dall'1 luglio 2017 non risulta più possibile presentare istanze di deroga dall'applicazione delle disposizioni in materia di qualità contrattuale, in quanto alla medesima data tutti i gestori devono ottemperare integralmente alle prescrizioni del RQSII.

Gli Uffici dell'Autorità hanno al contempo avviato le attività propeedeutiche e necessarie ai fini dell'apertura della seconda raccolta dati relativa alla qualità contrattuale del SII, con specifico riferimento agli standard qualitativi specifici e generali garantiti dai gestori agli utenti del servizio in conformità alle disposizioni del RQSII. La

<sup>23</sup> È stata prevista la possibilità per gli enti di governo dell'ambito, d'intesa con il gestore e le Associazioni dei consumatori territorialmente competenti, di presentare apposita istanza di deroga dal rispetto degli obblighi concernenti il rispetto dell'orario minimo di apertura degli sportelli provinciali.

<sup>24</sup> L'ente di governo dell'ambito d'intesa con il gestore interessato da processi di aggregazione in corso può presentare all'Autorità istanza di deroga dall'applicazione del RQSII ai sensi dell'articolo 3, comma 2, della delibera 655/2015/R/idr.

<sup>25</sup> L'articolo 52.2 del RQSII, come s.m.i., prevede la possibilità per il gestore, in accordo con l'ente di governo dell'ambito, di richiedere un'istanza di deroga dall'obbligo di apertura dello sportello unico provinciale nel caso in cui le utenze gestite siano inferiori al 5% della popolazione provinciale ovvero della popolazione servita.

<sup>26</sup> La deroga dal rispetto degli obblighi concernenti l'orario minimo di apertura degli sportelli provinciali può essere presentata ai sensi dell'articolo 52.5 del RQSII.

<sup>27</sup> Per quanto concerne la diffusione e l'orario di apertura degli sportelli, si precisa che l'RQSII ha disposto l'apertura di almeno uno sportello per provincia, secondo quanto disposto dall'articolo 52, comma 1, e un orario minimo di apertura giornaliera, ivi incluso il sabato, per un totale di 44 ore settimanali, coerente con le previsioni del DPCM. 29 aprile 1999.

<sup>28</sup> In particolare, sono state approvate 3 istanze di deroga ai sensi dell'articolo 3, comma 2, della delibera 655/2015/R/idr per processi di aggregazione in corso, 18 istanze di deroga dal rispetto degli obblighi relativi all'apertura degli sportelli provinciali, ai sensi dell'articolo 52, commi 2 e 5, del RQSII, un'istanza di deroga ai sensi dell'art. 3.2 e dell'art. 52.2 e 52.5. Le istanze di deroga accolte si riferiscono al periodo 1° aprile 2017 - 31 marzo 2018.

raccolta dati<sup>29</sup>, aperta in data 14 marzo 2018, in continuità rispetto alla precedente, consentirà di monitorare i livelli di qualità effettivamente raggiunti nell'erogazione del servizio garantito all'utenza sull'intero territorio nazionale e prevedere, a valle dell'analisi dei risultati (Cfr. Volume 1, Capitolo 5) ulteriori affinamenti del relativo quadro regolatorio.

### Regolazione della morosità nel servizio idrico integrato

Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 agosto 2016, recante *Disposizioni in materia di contenimento della morosità nel servizio idrico integrato* ha disposto che l'Autorità definisca le direttive per il contenimento della morosità nel settore del servizio idrico integrato e disciplini le procedure per la gestione della morosità e per la sospensione della fornitura, assicurando la copertura tariffaria dei relativi costi nel rispetto dei principi fondamentali di non discriminazione, imparzialità, trasparenza e parità di trattamento.

Con la delibera 4 novembre 2016, 638/2016/R/idr<sup>30</sup>, è stato pertanto avviato il procedimento per l'adozione di direttive volte al contenimento della morosità nel SII, ai fini di equità sugli altri utenti, integrando al contempo il procedimento di cui alla precedente delibera 28 febbraio 2013, 87/2013/R/idr. Tenendo conto delle direttive del DPCM. 29 agosto 2016, al fine di individuare e rafforzare laddove necessario le tutele già adottate a favore degli utenti del SII, l'Autorità ha previsto di disciplinare le procedure di messa in mora dell'utente e di recupero del credito, individuando in particolare gli obblighi di comunicazione all'utenza da parte del gestore prima di procedere alla sospensione del servizio, nonché le modalità di riattivazione del servizio in caso di sospensione, assicurando al gestore una congrua tempistica per il rientro della morosità.

Nell'ambito del suddetto procedimento, l'Autorità ha adottato il documento per la consultazione 3 agosto 2017, 603/2017/R/idr, con il quale ha illustrato i primi orientamenti generali per la definizione delle misure necessarie al contenimento della morosità nel settore

del SII, anche al fine di introdurre livelli minimi di tutela uniformi per l'intero territorio nazionale, superando le difformità tra le procedure attualmente previste nelle Carte dei servizi e nei regolamenti d'utenza adottati dai diversi gestori. Analogamente a quanto previsto per la regolazione della qualità contrattuale del SII, l'Autorità ha inoltre prospettato la possibilità di garantire agli utenti l'applicazione di eventuali condizioni di miglior favore attualmente previste dai gestori.

In particolare, la definizione degli interventi di regolazione in materia di morosità – sviluppati tenendo conto delle specificità del settore idrico nonché delle *best practice* di riferimento adottate dai gestori del SII sul territorio nazionale in merito alla gestione delle procedure di messa in mora – intende perseguire i seguenti obiettivi:

- introdurre regole uniformi per l'intero territorio nazionale, tutelando tutti gli utenti del servizio in regola con i pagamenti e minimizzando gli oneri posti in capo ai medesimi;
- contenere i costi della morosità incentivando una gestione efficiente del credito e fornendo al gestore del SII strumenti omogenei per tutelare il credito stesso, anche al fine di salvaguardare la sostenibilità finanziaria efficiente delle gestioni.

Con il documento per la consultazione 603/2017/R/idr sono stati trattati i primi orientamenti sulle procedure e sulle tempistiche per la costituzione in mora nonché per la sospensione della fornitura. Sono stati altresì sottoposti a consultazione i primi orientamenti circa le procedure da adottare per la gestione della morosità nel caso di utenze condominiali, e analogamente a quanto previsto nei settori dei servizi energetici, i criteri necessari alla chiara identificazione delle utenze non disalimentabili riconducibili ad attività di servizio pubblico, nonché alcune misure a maggior tutela dell'utenza in materia di rateizzazione dei pagamenti, modalità e periodicità di fatturazione, volte ad integrare l'attuale disciplina recata dalla già richiamata delibera 655/2015/R/idr.

I contributi ricevuti hanno evidenziato un generale apprezzamento rispetto alla impostazione illustrata, condividendo le finalità e gli

<sup>29</sup> I dati raccolti saranno quelli relativi all'anno 2017.

<sup>30</sup> Gran parte degli interventi individuati dal DPCM. 29 agosto 2016 sono stati realizzati dall'Autorità con precedenti provvedimenti e, in particolare, con la delibera 655/2015/R/idr, recante *"Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono"*. Con la delibera 655/2015/R/idr sono stati individuati, tra l'altro, standard specifici di qualità in materia di periodicità di fatturazione, sono state disciplinate le tempistiche e le modalità relative alla rateizzazione dei pagamenti, nonché le modalità e i tempi per la riattivazione della fornitura a seguito di disattivazione per la morosità.

obiettivi sottesi allo sviluppo dell'intervento regolatorio in materia, fornendo altresì utili spunti di approfondimento.

Successivamente, con il documento per la consultazione 8 febbraio 2018, 80/2018/R/idr, sono stati illustrati gli orientamenti finali dell'Autorità in merito alle misure necessarie per il contenimento della morosità nel SII, con particolare riferimento alle procedure per la sospensione della fornitura e l'eventuale disalimentazione delle utenze morose (ad esclusione delle utenze domestiche residenti), nonché le misure poste a tutela dell'utente finale nei casi di sospensione e disattivazione della fornitura. Al documento è allegato lo schema di provvedimento finale in materia di *Regolazione della morosità nel servizio idrico integrato (REMSI)*.

Il succitato documento per la consultazione illustra nel dettaglio le procedure di costituzione in mora, nonché le tempistiche e le modalità relative a limitazione, sospensione e disattivazione della fornitura. In particolare, a garanzia dell'erogazione della quantità essenziale di acqua necessaria a soddisfare i bisogni fondamentali, è stato prospettato che il gestore abbia facoltà di effettuare l'intervento di sospensione della fornitura solo qualora non sia tecnicamente fattibile l'intervento di limitazione; al riguardo, nello schema di provvedimento, sono illustrate le condizioni e le procedure che il gestore è tenuto ad adottare per effettuare il menzionato intervento. Inoltre, tenuto conto delle prassi attualmente in uso presso alcuni gestori del SII e delle diverse specificità territoriali, il

documento prevede di estendere la garanzia della fornitura della quantità essenziale di acqua necessaria a soddisfare i bisogni fondamentali da tutelare anche alle utenze domestiche residenti nel cui nucleo familiare siano presenti persone in stato di disagio fisico<sup>31</sup>. Infine, il documento 80/2018/R/idr approfondisce alcune tematiche applicative emerse nella precedente fase di consultazione, tra cui le misure volte a una maggior tutela dell'utenza domestica residente. In particolare, nel REMSI è stata introdotta la previsione di non procedere, nei confronti di tale tipologia d'utenza, alla disattivazione della fornitura con risoluzione del contratto e rimozione del misuratore; ed è stata altresì illustrata la proposta relativa al divieto di addebito di eventuali penali per la riattivazione della fornitura sospesa per morosità. Nel documento, infine, tenuto conto della situazione di temporanea difficoltà in cui potrebbero trovarsi alcuni utenti, generalmente buoni pagatori, sono state illustrate alcune proposte volte a integrare l'attuale disciplina in materia di rateizzazione dei pagamenti e periodicità di fatturazione recate dalla già richiamata delibera 655/2015/R/idr; in particolare, è stato previsto che il gestore sia tenuto a offrire all'utente moroso un piano di rateizzazione con durata minima di dodici mesi, pur potendo le parti concordare l'applicazione di condizioni migliorative a favore del medesimo utente e che il gestore possa adottare una periodicità di fatturazione pari a 30 giorni.

<sup>31</sup> Per quanto attiene alla previsione della non disalimentabilità nei casi di disagio fisico, nel documento 80/2018/R/idr sono stati consultati due criteri, tra loro alternativi: il primo è volto a individuare lo stato di disagio fisico sulla base dei criteri definiti dalla normativa vigente per i clienti finali nel settore elettrico; il secondo, invece, individua la condizione di disagio sulla base di quanto previsto dall'ente di governo dell'ambito, competente per il relativo territorio, in considerazione delle specificità territoriali rilevate.



# 6.

## Regolazione nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento

---

Settoriale

---

# Avanzamento delle attività

---

Nell'ambito delle funzioni di regolazione e controllo assegnate all'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito Autorità) dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento (di seguito, anche: telecalore), sono proseguite, anche nel corso del 2017, le attività di definizione del relativo quadro regolatorio, che si sono focalizzate sui seguenti temi:

- la determinazione dei costi di riferimento per il servizio di lettura dei consumi e di suddivisione delle spese per il riscaldamento, il raffrescamento e acqua calda sanitaria (ACS) tra le diverse unità immobiliari degli edifici;
- la regolazione della qualità contrattuale del servizio di telecalore;
- la definizione dei criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento alla rete di telecalore e delle modalità per l'esercizio, da parte dell'utente, del diritto di recesso dal contratto di fornitura;
- l'individuazione dei requisiti minimi di trasparenza sulle modalità di formazione e di aggiornamento dei prezzi praticati all'utenza, posti in capo ai gestori del servizio;
- l'avvio della definizione di obblighi di separazione contabile e amministrativa per i gestori del servizio;
- l'avvio dello sviluppo di un sistema di monitoraggio dei prezzi nel settore.

L'impostazione del quadro regolatorio è stata definita sulla base di un'estensiva raccolta di dati e di informazioni finalizzata alla conoscenza dettagliata dello stato del settore. Le evidenze emerse e gli orientamenti dell'Autorità per la regolazione dei profili sopra richiamati sono illustrati nei paragrafi successivi.

---

## Regolazione del servizio di misura

---

L'art. 9 del decreto legislativo n. 102/14, recependo le disposizioni di cui agli artt. 9 e 11 della direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012, 2012/27/UE, in materia di efficienza energetica, ha affidato all'Autorità il compito di disciplinare: la misura dell'energia termica fornita agli edifici attraverso reti di telecalore; la contabilizzazione diretta dei consumi individuali di calore e ACS nelle singole unità immobiliari dei condomini e degli edifici

polifunzionali serviti da reti di telecalore; la fatturazione; le informazioni sulla fatturazione e sull'accesso ai dati di consumo.

Il successivo decreto legislativo 18 luglio 2016, n. 141, ha apportato sostanziali modifiche al predetto art. 9, per effetto delle quali la disciplina della misura dei consumi individuali nei condomini e negli edifici polifunzionali allacciati a una rete di telecalore non rientra più nel perimetro di competenza dell'Autorità. Per quanto riguarda, invece, i contatori di fornitura, in considerazione delle modifiche normative intervenute, l'Autorità ha ritenuto opportuno di non adottare i provvedimenti sui requisiti minimi dei contatori da installarsi, rinviando a una successiva consultazione sul tema.

Lo stesso decreto legislativo n. 141/16 ha poi affidato all'Autorità<sup>1</sup> il compito di stabilire i costi di riferimento indicativi per i fornitori del servizio di ripartizione delle spese per climatizzazione tra le diverse unità immobiliari di condomini ed edifici polifunzionali riforniti da una fonte di telecalore centralizzata o da una rete di teleriscaldamento o da un sistema di fornitura centralizzato che alimenta una pluralità di edifici (servizio di sotto-fatturazione).

Con la delibera 27 ottobre 2016, 617/2016/R/tlr, l'Autorità ha avviato il procedimento per l'esercizio della funzione sopra richiamata, nell'ambito del quale è stata disposta un'indagine conoscitiva a campione tesa all'acquisizione di elementi informativi di dettaglio sulle caratteristiche e sui contenuti del servizio di sotto-fatturazione, sui relativi costi e sui prezzi praticati alla clientela.

Sulla base delle evidenze emerse, l'Autorità ha illustrato i propri indirizzi nel documento per la consultazione 16 febbraio 2017, 71/2017/R/tlr, unitamente agli esiti della ricognizione sulle caratteristiche, sui costi e sui prezzi del servizio di sotto-fatturazione offerto nel mercato nazionale.

In esito alla consultazione l'Autorità con la delibera 21 aprile 2017, 282/2017/R/tlr, ha definito i costi di riferimento indicativi in relazione a due servizi-tipo:

- il servizio lettura, che include l'attività di lettura dei dispositivi e la suddivisione dei consumi volontari tra i condòmini;
- il servizio di ripartizione delle spese, che include, in aggiunta alle attività ricomprese nel servizio lettura, anche il calcolo della spesa per il riscaldamento, il raffrescamento e l'acqua igienico-sanitaria di ciascuna unità immobiliare relativa ai consumi

---

<sup>1</sup> Cfr. nuovo comma 8-bis, all'art. 9, del decreto legislativo n. 102/14, introdotto dal decreto legislativo n. 141/16.

volontari, involontari e alle spese fisse per la conduzione e gestione dell'impianto termico.

Quanto sopra, prevedendo che ogni variazione delle prestazioni offerte dal fornitore del servizio rispetto alle prestazioni minime dei due servizi-tipo determini una modifica, in aumento o in diminuzione, dei costi rispetto ai costi di riferimento indicativi definiti nel provvedimento stesso.

Per ognuno dei due servizi tipo (lettura e ripartizione delle spese), il provvedimento dettaglia il set minimo di informazioni che il fornitore del servizio è tenuto a garantire al committente – per esempio, il numero di letture, i dati rilevati, la tipologia dei dati utilizzati per la suddivisione dei consumi, la spesa totale e i criteri di ripartizione tra quota fissa e quota variabile, il costo per unità di ripartizione, l'importo della spesa per ogni unità immobiliare – con una periodicità almeno annuale. Sono, inoltre, delineate le caratteristiche minime dell'offerta, che includono:

- un contratto di durata annuale, eventualmente rinnovabile, con possibilità di recesso anticipato rispetto alla scadenza naturale dello stesso, salvo congruo preavviso;
- la periodicità di fatturazione annuale del servizio al committente, al termine della stagione termica;
- la garanzia di accesso del cliente ai propri dati di consumo (nonché di spesa, se oggetto del contratto), anche storici, mediante un portale on line o applicazioni web;
- la garanzia di accesso ai dati storici del cliente (di consumo ed eventualmente di spesa), su delega di quest'ultimo, sia da parte dei fornitori del servizio terzi rispetto all'installatore dei dispositivi di contabilizzazione, sia nel caso di cambio del fornitore del servizio di sotto-fatturazione (switching).

### Regolazione della qualità contrattuale

L'art. 10, comma 17, lettera a), del decreto legislativo n. 102/14, attribuisce all'Autorità il compito di definire gli standard di continuità, di qualità e di sicurezza del servizio degli impianti e dei sistemi di contabilizzazione.

Con i documenti per la consultazione 2 febbraio 2017, 46/2017/R/tlr, e 15 giugno 2017, 438/2017/R/tlr, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti, in ordine alla qualità contrattuale del servizio di telecalore, finalizzati a garantire:

- livelli qualitativi minimi del servizio a tutti gli utenti;

- livelli qualitativi omogenei sul territorio nazionale per prestazioni omogenee;
- strumenti idonei sia a consentire all'Autorità il controllo e il monitoraggio dell'andamento della qualità delle prestazioni, sia a garantire agli utenti la trasparenza sulla qualità delle prestazioni erogate;
- indennizzi automatici e altre penalità, in caso di mancato rispetto degli standard minimi di qualità fissati dall'Autorità;
- il progressivo miglioramento dei livelli qualitativi, attraverso il periodico aggiornamento della normativa.

Nel perseguimento dei succitati obiettivi, l'Autorità intende introdurre due tipologie di standard (livelli) minimi di qualità del servizio:

- standard specifici, associati indennizzi automatici, che seguono un approccio di regolazione di tipo selettivo focalizzato sulla qualità della prestazione da garantire al singolo utente, ed espressi generalmente come soglie minime o massime;
- standard generali, che seguono un approccio di regolazione di tipo statistico focalizzato sulla qualità del complesso delle prestazioni di un certo tipo fornite agli utenti ed espressi in termini di percentuale minima di prestazione erogata nel rispetto di un determinato livello minimo di qualità.

Nelle consultazioni si è data rilevanza al tema della trasparenza del settore e della facilità di accesso per gli utenti a tutte le informazioni più rilevanti inerenti all'offerta e alla fornitura del servizio. Sono stati, altresì, proposti obblighi di registrazione e di comunicazione dei dati sulla qualità effettiva delle prestazioni fornite agli utenti, che i gestori del servizio sono tenuti a rispettare. Particolare attenzione è stata posta all'esigenza di conciliare, da un lato, la tutela dell'utenza e, dall'altro, la gradualità nell'introduzione della regolazione nel settore e il contenimento degli oneri amministrativi per gli operatori di minori dimensioni (in un settore caratterizzato da forte frammentazione).

In particolare, nel documento per la consultazione 438/2017/R/tlr si è proposto un periodo di regolazione quadriennale, con una prima fase sperimentale di due anni, nel corso della quale introdurre standard di qualità minimi obbligatori per tutti gli operatori con riferimento alle prestazioni erogate su richiesta dell'utente che l'Autorità ritiene prioritarie ai fini della tutela dell'utente stesso; per le restanti prestazioni si sono proposti standard di qualità minimi

opzionali, la cui adozione da parte degli operatori sarà facoltativa e le cui prestazioni non saranno soggette a obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità.

Nel secondo biennio del periodo di regolazione si prevede che gli standard minimi obbligatori del biennio precedente rimangano invariati, mentre gli standard minimi opzionali nel primo biennio diventino obbligatori per tutti gli esercenti.

Durante l'intero periodo di regolazione saranno previsti indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici per cause imputabili all'esercente, il cui valore sarà commisurato alla potenza contrattualmente impegnata dell'utente, così da tenere conto della dimensione dell'utente interessato dalla violazione.

Tutte le prestazioni oggetto di standard obbligatori saranno oggetto di obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità, intesi come strumento di monitoraggio e di trasparenza. La regolazione di tali obblighi di registrazione e di comunicazione potrà essere asimmetrica, con un regime semplificato di registrazione e l'esenzione dagli obblighi di comunicazione per gli operatori di minori dimensioni, fatta eccezione per i casi in cui vi è obbligo di allaccio alla rete di telecalore.

Per quanto riguarda le tempistiche di entrata in vigore della regolazione, ancora il documento per la consultazione 438/2017/R/tlr propone di estendere a tutti gli operatori l'applicazione del periodo transitorio di 12 mesi dalla data di pubblicazione del provvedimento finale e di introdurre un ulteriore semestre "bianco" nel corso del quale gli operatori di minori dimensioni non siano passibili di verifiche e ispezioni.

In considerazione degli esiti della consultazione sul documento 438/2017/R/tlr e della previsione di incontri tecnici dedicati con le associazioni rappresentative degli operatori del settore (in particolare quelli di minori dimensioni), l'Autorità ha deciso di posticipare l'adozione del provvedimento finale, originariamente prevista entro la fine del 2017, facendola precedere da un terzo documento di consultazione, contenente ulteriori modifiche all'impianto regolatorio e lo schema di provvedimento finale.

### Regolazione degli allacciamenti e degli scollegamenti

L'art. 10, comma 17, lettera b), del decreto legislativo n. 102/14, 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.

Con i documenti per la consultazione 3 marzo 2017, 112/2017/R/tlr, e 25 maggio 2017, 378/2017/R/tlr, l'Autorità ha presentato gli orientamenti in materia, formulati in esito all'esame degli elementi informativi emersi dalla raccolta dati avviata con la delibera 6 ottobre 2016, 562/2016/R/tlr. Dalla raccolta è emerso un quadro fortemente eterogeneo - a partire dalle attività ricomprese nell'allacciamento, nella disattivazione della fornitura e nello scollegamento dalla rete, e dai relativi corrispettivi - alla luce del quale, l'Autorità, tenuto conto di quanto evidenziato dagli *stakeholder* nelle consultazioni, ha ritenuto essenziale definire un perimetro omogeneo delle tre attività (allacciamento, disattivazione della fornitura, scollegamento dalla rete di telecalore) e assicurare l'adozione, da parte degli operatori, di adeguati strumenti di contabilità, in grado di registrare correttamente i costi afferenti a tali attività, applicando criteri di disaggregazione e di imputazione omogenei.

L'Autorità nella delibera 18 gennaio 2018, 24/2018/R/tlr, ha stabilito con riferimento alla regolamentazione degli allacciamenti:

- la possibilità per gli esercenti di determinare liberamente i corrispettivi di allacciamento nel rispetto di un vincolo di coerenza tra i costi e ricavi, in modo da garantire un'adeguata flessibilità commerciale;
- l'obbligo per gli esercenti di fornire, contestualmente al preventivo di allacciamento, le condizioni economiche vincolanti di erogazione del servizio, in modo da consentire all'utente una valutazione dell'economicità complessiva del servizio;
- l'introduzione di specifici obblighi informativi nei confronti degli utenti, al fine di assicurare la massima trasparenza sui contenuti e sui costi associati all'allacciamento alla rete di telecalore;
- l'introduzione di obblighi informativi nei confronti dell'Autorità, in merito ai costi associati agli allacciamenti, alle relative determinanti e al contributo applicato all'utenza, al fine di monitorare l'attività di allacciamento e di disporre delle informazioni necessarie per effettuare un'eventuale revisione dei criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento al termine del periodo di regolazione;
- un regime semplificato per l'adempimento degli obblighi informativi nel caso di esercenti di minori dimensioni, con riferimento sia agli obblighi informativi nei confronti dell'Autorità, sia agli obblighi informativi nei confronti degli utenti del servizio,



al fine di minimizzare gli oneri amministrativi per tale tipologia di operatori.

Per quanto riguarda l'esercizio da parte dell'utente del diritto di disattivazione della fornitura e di scollegamento dalla rete di telecalore, l'Autorità con la medesima delibera 24/2018/R/tlr ha stabilito:

- la possibilità di esercitare il diritto di recesso riconosciuto dal decreto legislativo 102/2014, richiedendo al gestore, in alternativa, la disattivazione della fornitura oppure lo scollegamento dalla rete; nel caso della disattivazione è prevista esclusivamente la sospensione della fornitura mentre nel caso di scollegamento l'esercente è tenuto a rimuovere il contatore di energia termica e 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. Nel caso in cui il recesso avvenga entro i primi tre anni di erogazione del servizio, l'esercente può applicare un eventuale corrispettivo di salvaguardia, commisurato alla differenza tra i costi di allacciamento e il contributo applicato all'utente, secondo le modalità definite dall'Autorità;
- il mantenimento, sino alla fine del 2020, di eventuali clausole relative a oneri, tempistiche e penali presenti nei contratti sottoscritti prima dell'entrata in vigore della delibera 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 102/2014. Decorso tale termine, tali clausole si dovranno considerare non apposte;
- l'introduzione di obblighi informativi nei confronti degli utenti, al fine di assicurare la massima trasparenza in relazione alle modalità di esercizio del diritto di recesso;
- l'introduzione di obblighi informativi nei confronti dell'Autorità in merito alle disattivazioni e agli scollegamenti effettuati dagli esercenti, al fine di consentire il monitoraggio dello stato del settore e il rispetto della regolazione di riferimento, nonché di valutare eventuali successive revisioni di tale regolazione;
- l'esonero per gli esercenti di minori dimensioni dagli obblighi informativi di cui al precedente alinea, al fine di ridurre gli oneri amministrativi per tale tipologia di operatori.

### Separazione contabile e amministrativa e monitoraggio dei prezzi

Con la delibera 3 marzo 2017, 111/2017/R/tlr, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione degli obblighi di separazione contabile e amministrativa per i gestori del servizio di telecalore. Inoltre, con la delibera 30 marzo 2017, 206/2017/R/tlr, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato al monitoraggio dei prezzi del servizio di telecalore. Tali procedimenti sono finalizzati all'esercizio dei poteri di regolazione in materia di trasparenza delle condizioni economiche di fornitura del servizio e in materia di qualità del servizio, dei poteri tariffari, nonché dei poteri di controllo attribuiti dal decreto legislativo n. 102/14. Per entrambi i procedimenti è prevista l'implementazione di un sistema informativo dedicato per la raccolta strutturata e su base periodica di dati e informazioni.

Con il documento per la consultazione 26 ottobre 2017, 725/2017/R/tlr l'Autorità, all'interno del procedimento avviato con la delibera 111/2017/R/tlr, ha formulato i primi orientamenti in tema di separazione contabile e amministrativa per il settore. In particolare, il documento distingue le attività e comparti con riferimento a:

- produzione di energia termica da caldaie di integrazione, da impianti di cogenerazione e da altri impianti;
- allacciamento per il prelievo e l'immissione di energia termica, per connessione e disconnessione utenti, connessione e disconnessione impianti di produzione;
- trasporto e distribuzione di energia termica, per manutenzione e sviluppo reti, gestione e dispacciamento e sistemi di accumulo di energia termica;
- misura dell'energia termica, per installazione e manutenzione dei dispositivi di misura, rilevazione e gestione dei dati di misura;
- vendita di energia termica agli utenti finali e all'ingrosso.

La suddivisione delle poste economiche e patrimoniali, distinta per attività e per comparti, viene riferita a ciascuna rete gestita.

Il documento per la consultazione ha previsto che, in caso di cogenerazione, le poste contabili debbano essere ripartite in modo proporzionale tra i due output (elettricità e calore), applicando due criteri differenziati per l'attribuzione dei costi di combustibile e dei costi fissi di investimento. Per quanto concerne i costi di combustibile, è stata proposta l'applicazione del Benefit Distribution Method, mentre per quanto concerne i costi fissi di investimento è stata proposta l'applicazione di una metodologia concettualmente

simile, che tuttavia considera dati economici in luogo di dati fisici (*Alternative Sharing Method*).

Al fine di contenere gli oneri amministrativi per gli operatori di minori dimensioni, nel documento per la consultazione si è proposto che gli obblighi per la separazione contabile siano così articolati:

- un regime ordinario, previsto per gli esercenti che fanno parte di gruppi societari già soggetti a tale regime di separazione contabile con riferimento ad altri settori soggetti a regolamentazione;
- un regime semplificato, previsto per tutti gli altri operatori del settore, purché abbiano dimensioni superiori alla soglia dimensionale di 300 utenti e una potenza contrattuale complessiva superiore a 5 MW; rispetto al regime ordinario, prevede la possibilità di ricorrere a elaborazioni contabili *ex post* e non richiede l'articolazione delle attività in comparti né la redazione dello stato patrimoniale;
- esenzione totale prevista per gli operatori al di sotto della succitata soglia dimensionale.

Con la successiva delibera 10 novembre 2017, 742/2017/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla revisione e integrazione delle disposizioni in materia di separazione contabile (*unbundling*) per il settore dell'energia elettrica e del gas, per il settore idrico e per il servizio di telecalore. Nell'ambito di tale procedimento sono confluiti i procedimenti già avviati per l'adozione di specifiche disposizioni di separazione contabile relative al servizio di telecalore e per la separazione dei servizi *Small Scale LNG* forniti dai terminali di GNL, di cui rispettivamente alle delibere 3 marzo 2017, 111/2017/R/tlr e 16 marzo 2017, 141/2017/R/gas.

Nell'ambito del procedimento avviato con delibera 206/2017/R/tlr in materia di monitoraggio dei prezzi del servizio di telecalore, l'Autorità ha previsto lo sviluppo di un sistema informativo dedicato alla raccolta strutturata e periodica di dati e informazioni relative ai prezzi di fornitura del servizio, anche al fine di contenere i conseguenti oneri amministrativi in capo agli esercenti. A fini di analisi e comparazione, nell'ambito del sistema l'Autorità ha ipotizzato anche la definizione di alcuni utenti-tipo del servizio e, a tal fine, ha effettuato apposite analisi sui dati richiesti a un campione rappresentativo di esercenti. Gli orientamenti relativi alla struttura

e ai contenuti del sistema di monitoraggio e le prime ipotesi per la definizione di utenti-tipo sono stati illustrati nel corso dell'anno alle associazioni di categoria, al fine di raccogliere osservazioni e suggerimenti, con l'obiettivo di rendere operativo il sistema nel corso del 2018.

### Individuazione degli impianti di telecalore soggetti alla regolazione

Il decreto legislativo n. 102/14, ha attribuito all'Autorità specifici poteri di regolazione e controllo sulle reti di telecalore intese come "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 o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria".

Con delibera 18 gennaio 2018, 23/2018/R/tlr, l'Autorità ha dato facoltà ai gestori di infrastrutture che non rispondano ad almeno uno dei predetti requisiti generali (posa prevalente su suolo pubblico, almeno il 50%, e finalità di consentire l'allacciamento a chiunque interessato nei limiti dell'estensione della rete) di presentare un'autodichiarazione in tal senso, al fine di ottenerne l'esclusione dall'ambito della regolazione del servizio. La stessa delibera ha stabilito che in sede di prima attuazione l'autodichiarazione dei gestori debba pervenire agli Uffici dell'Autorità entro il 5 marzo 2018 e che entro i 90 giorni successivi, come stabilito dalla determina 22 gennaio 2018, 1/2018-DSAM, si provveda a pubblicare l'Elenco delle infrastrutture di trasporto dell'energia termica escluse dall'ambito della regolazione del servizio di telecalore definita dall'Autorità ai sensi del decreto legislativo n. 102/14.

Ad oggi hanno presentato istanza di esenzione 13 esercenti, per un totale di 34 impianti di telecalore. Di questi, 25 (74%) sono attualmente iscritti nell'Anagrafica territoriale dell'Autorità, rappresentandone il 7% in numero (346 reti iscritte al 14 marzo 2018) ma meno dell'1% in termini di utenti serviti nel settore (697, su un totale di oltre 87000).



# 7.

## Ciclo dei rifiuti urbani e assimilati

---

Settoriale

# Progetto speciale servizi ambientali

Il Regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) prevede, per il raggiungimento di obiettivi specifici e di particolare rilevanza e complessità, che si possano attivare strumenti organizzativi "a rete". A questi ultimi appartengono i *Progetti Speciali*, per la cui realizzazione i Responsabili operano avvalendosi, oltre che eventualmente di risorse proprie, anche di risorse e contributi resi disponibili dalle Direzioni e dagli Uffici speciali, in base al principio di collaborazione di cui allo stesso Regolamento.

Con delibera 26 gennaio 2017, 21/2017/A, l'Autorità ha istituito in seno alla Direzione Servizi Ambientali, il *Progetto Speciale Servizi Ambientali*, con l'obiettivo di svolgere attività multidisciplinari ricognitive, di studio e di analisi sul settore dei rifiuti solidi urbani e assimilati, e ciò nella prospettiva dell'eventuale attribuzione all'Autorità di competenze di regolazione e controllo del settore, come previsto dallo schema di decreto legislativo recante "*Testo Unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale*" (TUSPLIEG)<sup>1</sup>.

Più in particolare, fra le attività contemplate sono quelle di:

- effettuare una ricognizione della situazione fattuale;
- effettuare una mappatura degli operatori e degli stakeholder; analizzare l'intera filiera del settore;
- valutare le condizioni di efficienza economicità e qualità dei servizi relativi alla gestione della filiera e analizzare gli obiettivi sociali, economici e finanziari del sistema ambiente;
- formulare proposte circa possibili iniziative e modalità di intervento dell'Autorità nel sistema dei servizi ambientali.

Il *Progetto* è divenuto operativo con la costituzione, nell'aprile 2017, di un gruppo di lavoro interdirezionale, coordinato dal responsabile della Direzione Servizi Ambientali e costituito da personale *part time* in servizio presso l'Autorità. Stante l'incertezza circa l'effettiva attribuzione all'Autorità di poteri di regolazione e controllo nel settore e il relativo *iter* temporale, per il *Progetto* non è stata definita una specifica durata e l'attività è stata sviluppata con un

approccio modulare, estendendo l'analisi in modo sequenziale ai profili oggetto di studio.

L'attività ricognitiva è stata condotta prendendo in esame i principali atti normativi e giurisprudenziali di riferimento, indagini, rapporti e studi sul settore, nonché tramite approfondimenti con studiosi ed esperti delle tematiche più rilevanti.

In assenza di un'attribuzione *ex lege* all'Autorità di funzioni di regolazione e controllo nel settore, avvenuta solo successivamente alla costituzione del *Progetto*, con la legge 27 dicembre 2017, n. 205, non è stato invece inizialmente possibile ricorrere a richieste di informazioni e documenti ai soggetti esercenti il servizio e agli interlocutori istituzionali.

Le prime evidenze acquisite tramite la ricognizione e l'analisi del settore, utili alla riflessione e alla formulazione di possibili iniziative e modalità di intervento, sono stati oggetto di un Rapporto, che è stato presentato dal gruppo di lavoro del *Progetto Speciale* al Collegio dell'Autorità nel gennaio 2018.

I profili trattati nel Rapporto hanno incluso:

- l'evoluzione del quadro normativo europeo e nazionale di riferimento;
- l'assetto istituzionale e organizzativo del settore;
- le caratteristiche tecniche e di mercato della filiera;
- l'evoluzione della produzione, della raccolta differenziata e delle modalità di gestione dei rifiuti urbani a livello nazionale, anche in confronto agli altri Stati membri dell'Unione Europea;
- la dotazione infrastrutturale e l'andamento degli investimenti nel settore;
- gli aspetti tariffari e di costo connessi alla gestione del ciclo dei rifiuti urbani.

È stata poi anche condotta un'analisi dell'ambito di intervento dell'Autorità nel settore, come originariamente previsto dallo schema di TUSPLIEG, e dei connessi profili di criticità.

<sup>1</sup> Si fa riferimento allo schema di decreto legislativo, adottato dal Consiglio dei Ministri nella seduta del 20 gennaio 2016 (provvedimento A144720/01/1613) recante "*Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale*", in attuazione della legge 7 agosto 2015, n. 124, recante "*Delega al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche*". A seguito della sentenza della Corte costituzionale 25 novembre 2016, 251, che ha rilevato profili di incostituzionalità nella legge delega, l'*iter* di emanazione del decreto legislativo non si è più perfezionato. Solo in seguito, la legge 27 dicembre 2017, n. 205, recante "*Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020*", ha attribuito all'Autorità, all'articolo 1, commi da 527 a 530, funzioni di regolazione e controllo con riguardo al ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, con i medesimi poteri e nel quadro dei principi, delle finalità e delle attribuzioni, anche di natura sanzionatoria, stabiliti dalla legge 481/95.

Con l'attribuzione all'Autorità di competenze di regolazione e controllo nel ciclo dei rifiuti urbani e assimilati, avvenuta con la legge n. 205/17, l'Autorità ha considerato concluse le attività ricognitive e di studio del *Progetto Speciale* e ha avviato le attività funzionali alla prima operatività delle predette funzioni di regolazione e controllo (delibera 4 gennaio 2018, 1/2018/A).

Tali attività includono:

- la ricognizione della situazione fattuale del settore e della segmentazione delle singole attività nel ciclo dei rifiuti, anche sulla base dei lavori esperiti nell'anno 2017 dal *Progetto Speciale*

*Servizi ambientali* e dell'indagine conoscitiva IC49, svolta dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato;

- la mappatura degli operatori e degli *stakeholder* nel settore del ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani ed assimilati;
- la richiesta di informazioni agli operatori per la prima costituzione della piattaforma informativa della regolazione.

L'avvio delle suddette attività è stato subordinato alla piena operatività del nuovo assetto organizzativo dell'Autorità, successivamente definito con delibera 2 febbraio 2018, 57/2018/A e divenuto efficace a far data dal 1° marzo 2018.



# 8.

## Mercati Retail

---

Intersettoriale



# Regolazione del mercato elettrico e del gas

## Evoluzione del mercato retail

La legge 4 agosto 2017, n. 124 (c.d. *Legge annuale per il mercato e la concorrenza*), ha introdotto norme relative al mercato *retail* di energia elettrica e di gas naturale finalizzate in particolare alla cessazione, a far data dall'1 luglio 2019, della disciplina transitoria dei prezzi definita dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, e all'introduzione di interventi a supporto dell'ulteriore sviluppo dei mercati *retail*. In relazione a questo secondo aspetto, la legge 124/17 ha tra l'altro previsto che, con specifico riferimento all'energia elettrica, sia istituito presso il Ministero dello sviluppo economico l'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali al fine dello svolgimento dell'attività, come si vedrà nel prosieguo del Capitolo. Con riferimento sia all'energia elettrica che al gas naturale, la legge n. 124/17 ha poi previsto che:

- entro cinque mesi dalla sua entrata in vigore, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito Autorità) disponga la realizzazione e la gestione, da parte del gestore del Sistema informativo integrato (SII), di un portale informatico per la raccolta e la pubblicazione in modalità *open data* delle offerte vigenti sul mercato *retail* rivolte ai clienti domestici, alle imprese connesse in bassa tensione e alle imprese con consumi annui non superiori a 200.000 S(m<sup>3</sup>);
- decorsi sei mesi dalla sua entrata in vigore, tutti i venditori siano tenuti a fornire un'offerta a prezzo fisso e una a prezzo variabile ai clienti domestici, alle imprese connesse in bassa tensione e alle imprese con consumi annui non superiori a 200.000 S(m<sup>3</sup>); a tal fine entro 90 giorni dalla sua entrata in vigore, l'Autorità è tenuta a definire le informazioni minime, almeno pari alle clausole essenziali del contratto come disposte dal Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali, e i requisiti che gli operatori devono rispettare per garantire la confrontabilità e l'omogeneità delle offerte;
- entro 90 giorni dalla sua entrata in vigore, l'Autorità adotti linee guida per promuovere le offerte commerciali di energia elettrica e gas naturale a favore di gruppi di acquisto, con

particolare riferimento alla confrontabilità, alla trasparenza e alla pubblicazione delle offerte, nonché alla realizzazione di piattaforme informatiche tese a facilitare l'aggregazione dei piccoli consumatori;

- entro sei mesi dalla sua entrata in vigore, l'Autorità trasmetta al Ministro dello sviluppo economico un rapporto di monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas, con specifico riferimento alle tematiche individuate dalla medesima legge;
- entro 90 giorni dalla sua entrata in vigore, l'Autorità definisca le modalità con cui i clienti finali di energia elettrica riforniti in maggior tutela ricevono adeguata informativa da parte di ciascun fornitore in merito al superamento delle tutele di prezzo disposto dalla medesima legge.

All'interno delle norme introdotte dalla legge n. 124/17 in relazione alla cessazione, a far data dall'1 luglio 2019, della disciplina transitoria dei prezzi e agli interventi a supporto dell'ulteriore sviluppo dei mercati *retail*, trovano ulteriore legittimazione gli interventi di riforma di tali mercati e di capacitazione dei clienti da tempo intraprese dall'Autorità ai sensi del proprio Quadro Strategico per il quadriennio 2015-2018.

Ai sensi di quanto previsto dalla medesima legge n. 124/17, l'Autorità ha approvato e trasmesso al Ministro dello sviluppo economico *il Rapporto relativo al monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas*. In tale Rapporto sono descritti:

- l'operatività del portale informatico previsto dalla medesima legge concorrenza e già avviato dall'Autorità, come si vedrà nel Capitolo 9;
- il completamento del quadro normativo e regolatorio e l'efficacia degli strumenti necessari a garantire il rispetto delle tempistiche di *switching* secondo quanto previsto dalle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio;

- il completamento del quadro normativo e regolatorio e l'efficacia degli strumenti necessari a garantire il rispetto delle tempistiche di fatturazione e conguaglio secondo quanto previsto dalle suddette direttive;
- l'operatività del SII;
- il completamento del quadro normativo e regolatorio e il rispetto delle disposizioni dell'Autorità in materia di implementazione del *brand unbundling*, secondo quanto previsto dalle direttive di cui sopra.

## Mercato elettrico

Nel settore dell'energia elettrica, la legge n. 125/07 ha completato la liberalizzazione del mercato *retail* e al contempo ha istituito il servizio di maggior tutela, disciplinato dall'Autorità e destinato ai clienti domestici e alle piccole imprese che non scelgono un venditore nel mercato libero. Il servizio di maggior tutela assolve a una duplice finalità, consistente nell'assicurare, da un lato, la continuità del servizio elettrico (funzione di servizio universale) e, dall'altro, una qualità contrattuale specifica a prezzi ragionevoli (funzione di controllo di prezzo). Quest'ultima finalità è stata rimossa, a partire dall'1 luglio 2019, dalla già citata legge n. 124/17, che ha altresì affidato all'Autorità il compito di adottare disposizioni per assicurare, alla medesima data, il servizio di salvaguardia ai clienti domestici e alle piccole imprese senza un fornitore di energia elettrica, attraverso procedure concorsuali per aree territoriali e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero. Tale servizio avrà quindi il compito di garantire la continuità del servizio (funzione di servizio universale) in casi residuali in cui il cliente non sia rifornito nel mercato libero.

### Servizio di maggior tutela: aggiornamento delle condizioni economiche di erogazione del servizio

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 europea<sup>1</sup>. A tal fine l'Autorità ha disposto, con la delibera 4 novembre 2016, 633/2016/R/eel, operativa dall'1 gennaio 2017, la revisione delle condizioni

di erogazione del servizio di maggior tutela con l'obiettivo di rendere le caratteristiche di questo servizio maggiormente coerenti con quelle di servizio universale.

In particolare, con la succitata delibera l'Autorità ha modificato il *Testo integrato della vendita* (TIV), allegato A alla delibera 19 luglio 2012, 301/2012/R/eel, intervenendo sia sulle condizioni contrattuali sia su quelle economiche del servizio di maggior tutela.

In tema di condizioni economiche, sono state modificate le modalità per la determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica. Nello specifico:

- è stato previsto che il costo di acquisto dell'energia elettrica (elemento PE del corrispettivo PED) sia determinato con esclusivo riferimento al prezzo nei mercati a pronti all'ingrosso dell'energia elettrica;
- è stata estesa a tutti i clienti finali la logica di determinazione di tipo trimestrale, in luogo di quella annuale, per il costo complessivo di approvvigionamento dell'energia elettrica (elementi PE e PD del corrispettivo PED). Pertanto, a partire dall'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.

È stata, poi, confermata la metodologia per il calcolo del recupero relativo alla differenza tra la stima dei costi e la stima dei ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela nell'anno

<sup>1</sup> Sentenza della Corte di Giustizia europea – Grande Sezione, 20 aprile 2010, procedimento C-265/08.

solare in cui gli aggiornamenti hanno luogo. Tale metodologia 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 TIV, l'Autorità ha inoltre provveduto, come di consueto, ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per la maggior tutela secondo le logiche introdotte dalla citata delibera 633/2016/R/eel:

- per il trimestre aprile-giugno 2017, con la delibera 30 marzo 2017, 202/2017/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2017, con la delibera 28 giugno 2017, 493/2017/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2017, con la delibera 28 settembre 2017, 657/2017/R/eel;
- per il trimestre gennaio-marzo 2018, con la delibera 28 dicembre 2017, 924/2017/R/eel.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 2 del Volume I.

### Servizio di maggior tutela: modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 28 dicembre 2017, 927/2017/R/eel, sono stati aggiornati i valori:

- della componente RCV per la remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela, definita per il periodo 1 gennaio 2018 - 31 dicembre 2018;
- della componente  $DISP_{BT}$ , a restituzione del differenziale tra quanto complessivamente pagato dai clienti finali in maggior tutela 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 confermato le modalità di definizione della componente RCV già

previste, per l'anno 2017, dalla delibera 29 dicembre 2016, 816/2016/R/eel, provvedendo alla quantificazione di tale componente sulla base di analisi effettuate a partire dalle informazioni messe a disposizione da un campione rappresentativo di esercenti la maggior tutela che operano in regime di separazione societaria.

Nel dettaglio, è stata confermata la differenziazione delle componenti di remunerazione degli esercenti la maggior tutela, al fine di rispecchiare le differenziazioni di costo unitario dei diversi esercenti, ascrivibili alla potenziale presenza di economie di scala presumibilmente connesse con l'ottimizzazione sia dei costi fissi sia della gestione dei processi (indicato come effetto dimensione). In particolare, è stata confermata l'applicazione di tre distinte componenti: la componente RCV da riconoscere agli esercenti societariamente separati che servono un numero rilevante di clienti finali (superiore a 10 milioni), la componente  $RCV_{sm}$  per gli altri esercenti societariamente separati e la componente  $RCV_i$  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), dipendente 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:
  - 0,3316% per i clienti domestici, zona Centro-Nord;
  - 1,0762% per i clienti domestici, zona Centro-Sud;
  - 1,3421% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi, zona Centro-Nord;
  - 3,8664% 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 2016, 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* 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 un tasso di interesse nominale pari a quello previgente 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, sono stati confermati tre meccanismi di riconoscimento ulteriori rispetto all'applicazione della componente RCV, atti alla copertura di costi non inclusi nella definizione della suddetta componente. Tali meccanismi sono applicabili ai soli esercenti che presentino detti costi e sono finalizzati, rispettivamente, al riconoscimento dei costi sostenuti da alcuni esercenti la maggior tutela in ragione dell'effetto dimensione, alla compensazione della morosità legata a prelievi fraudolenti dei clienti finali e alla compensazione della mancata copertura di eventuali costi fissi, che potrebbero 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. Tale meccanismo trova applicazione, pertanto, nei soli casi in cui il tasso di uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela registrato dal

singolo esercente sia superiore al valore soglia definito dall'Autorità in base a quanto assunto al momento dell'aggiornamento annuale delle componenti RCV.

---

### Tutela SIMILE

---

A far data dall'1 gennaio 2017 e fino al 30 giugno 2018, i clienti serviti in maggior tutela possono sottoscrivere, scegliendo tra un gruppo di fornitori ammessi in possesso di particolari requisiti, un contratto di mercato libero di *Tutela SIMILE*<sup>2</sup>.

La *Tutela SIMILE* si sostanzia in un ambiente di negoziazione sorvegliato, atto ad agevolare la partecipazione del cliente al mercato libero, il cui contratto prevede condizioni standard, definite dall'Autorità, con oggetto la sola fornitura di *Tutela SIMILE* (è, pertanto, esclusa la possibilità di fornire servizi aggiuntivi) e in cui le condizioni economiche sono pari a quelle del servizio di maggior tutela, al netto di uno sconto, liberamente definito da ciascun venditore, da corrispondere nella prima fattura (c.d. *bonus una tantum*).

I fornitori ammessi alla *Tutela SIMILE*<sup>3</sup> sono riportati nella tavola 8.1, con l'indicazione dei *bonus una tantum* offerti da quest'ultimi<sup>4</sup>, differenziati per clienti domestici e non domestici. Alla data dell'1 aprile 2018 risultano serviti in *Tutela SIMILE* a seguito di *switching* 3.779 clienti, quasi tutti domestici (95,7%). Rispetto al fornitore di *Tutela SIMILE* scelto dai clienti, si nota come nel 12% dei casi si tratti dello stesso soggetto che già erogava al cliente finale il servizio di maggior tutela e nel 40% dei casi si tratti del fornitore che già serve il cliente nel settore del gas naturale.

Tenuto poi conto delle volture e delle attivazioni, i clienti complessivamente serviti in *Tutela SIMILE* a seguito di *switching*, attivazione o voltura sono 9.003.

---

<sup>2</sup> La disciplina della Tutela SIMILE è stata approvata con delibera 7 luglio 2016, 369/2016/R/eel.

<sup>3</sup> Elenco fornitori aggiornato alla data del 31/03/2018.

<sup>4</sup> Il *bonus una tantum* è fisso per tutta la durata della *Tutela SIMILE* dall'1 gennaio 2017 al 30 giugno 2018.

**TAV. 8.1**

Elenco dei fornitori ammessi alla Tutela SIMILE

FORNITORE AMMESSO	BONUS PER I CLIENTI DOMESTICI (€)	BONUS PER I CLIENTI NON DOMESTICI (€)
A.I.M. Energia	50,00	100,00
A2A Energia	40,00	80,00
Agsm Energia	60,00	110,00
Alperia Energy	25,00	10,00
Ascotrade	33,00	70,00
Axpo Italia	40,00	80,00
Bluenergy Group	65,00	100,00
Dolomiti Energia	31,00	61,00
E.On Energia	70,00	120,00
Edison Energia	55,00	40,00
Enel Energia	33,00	90,00
Enercom	20,00	40,00
Enerxenia	30,00	50,00
Engie Italia	115,00	200,00
Eni	106,00	106,00
Estenergy	35,00	50,00
Gas Natural Vendita Italia	75,00	150,00
Gelsia	33,00	70,00
Green Network	40,20	82,80
Hera Comm	80,00	30,00
Illumia	65,15	81,15
Iren Mercato	12,00	20,00
Linea Più	65,00	80,00
Sgr Servizi	40,80	96,60
Sorgenia	36,00	52,00
Vivigas	84,00	102,00

Fonte: ARERA

**Servizio di salvaguardia - Oneri non recuperabili per morosità di clienti non disalimentabili**

Con il decreto 21 ottobre 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha previsto l'adozione di uno specifico meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti il servizio di salvaguardia, relativi al mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili (meccanismo di reintegrazione degli oneri). In particolare, tale provvedimento ha stabilito che l'Autorità debba 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 citato meccanismo. Il suddetto

meccanismo di reintegrazione prevede il riconoscimento degli oneri sostenuti sulla base di criteri incentivanti, attraverso la previsione di premi-penalità a seconda del livello dei crediti non riscossi rispetto al fatturato, e decorso un determinato periodo di tempo dall'emissione della fattura non pagata, al fine di mantenere, sul soggetto che eroga il servizio, l'incentivo a una gestione efficiente del credito. In merito alle modalità di copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione, il menzionato decreto ha stabilito che tali oneri siano posti a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, 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. Con la delibera 19 ottobre 2017, 698/2017/R/eel, l'Autorità ha fissato, coerentemente con le modalità già individuate dalla delibera 17 ottobre 2013, 456/2013/R/eel, i parametri rilevanti per la determinazione dell'ammontare relativo al meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili per l'anno 2015.

### Elenco venditori

Come anticipato in questo stesso Capitolo, la Legge n. 124/17, nel prevedere vari interventi a supporto dello sviluppo del mercato *retail* per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, ha disposto di sottoporre a regime di autorizzazione l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti finali. Più in particolare, ha previsto l'istituzione presso il Ministero dello sviluppo economico dell'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali (di seguito: Elenco venditori elettricità o Elenco) e che esso costituisca condizione necessaria per lo svolgimento dell'attività di vendita nonché sia pubblicato sul sito internet del Ministero, aggiornato mensilmente. La legge prevede altresì che i criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione all'Elenco siano fissati, su proposta dell'Autorità, con decreto del Ministro dello sviluppo economico.

A tal fine l'Autorità ha condiviso con i soggetti interessati i propri orientamenti mediante la predisposizione del documento per la consultazione 28 settembre 2017, 663/2017/R/eel, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 30 agosto 2017, 610/2017/R/com. Considerata la generale condivisione degli orientamenti previsti, con delibera 16 novembre 2017, 762/2017/I/eel, l'Autorità ha presentato la propria proposta al Ministro dello sviluppo economico recante nel dettaglio i criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione e la permanenza nell'Elenco venditori elettricità. Nello specifico l'Autorità ha previsto che l'ambito di applicazione dell'Elenco sia riferito alle c.d. controparti commerciali ovvero le imprese che effettivamente vendono energia elettrica a clienti finali. Inoltre ha proposto un set di requisiti di onorabilità (correlati alle forme societarie e all'onorabilità dei propri amministratori), finanziari (correlati alle voci di bilancio delle imprese e che permettano di valutare l'effettiva solvibilità delle imprese) e tecnici (in merito all'adeguatezza commerciale), così

come previsto dalla legge 124/17, nonché di indicatori atti a valutare e monitorare il rispetto dei requisiti delle imprese. I requisiti sono altresì distinti tra imprescindibili, che gli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica a clienti finali devono necessariamente soddisfare, e di *alert*, legati alla verifica del raggiungimento di *performance* relative a specifiche attività e alla solvibilità dell'impresa.

La procedura proposta prevede infine, per quanto riguarda l'iscrizione e la permanenza nell'Elenco:

- un primo popolamento dell'Elenco, con l'inserimento d'ufficio delle imprese già operanti alla data di entrata in vigore del decreto, per il tramite di un'autorizzazione provvisoria;
- un periodo di tempo entro cui le imprese oggetto del primo popolamento devono attestare il soddisfacimento dei requisiti imprescindibili al fine di ottenere la piena inclusione;
- specifiche procedure per la verifica dei requisiti imprescindibili e di tipo *alert*, al fine della permanenza nell'Elenco;
- l'attribuzione a ciascuna impresa, a seguito di attività continuativa di monitoraggio, di una classe di affidabilità all'abilitazione alla vendita e, nel caso delle maggiori criticità, l'avvio di un'analisi specifica da parte degli uffici del Ministero, fino all'esclusione dall'Elenco nei casi di particolare gravità.

### Disciplina delle garanzie contrattuali e della fatturazione del servizio di trasporto dell'energia elettrica (Codice di rete tipo)

Le sentenze dei giudici amministrativi di fine gennaio 2017 che hanno interessato il Codice di rete tipo hanno avuto conseguenze rilevanti sulla tenuta del sistema di garanzie previsto per l'accesso al servizio di trasporto delineato nel medesimo Codice. In particolare tali sentenze affermano, sostenendo che la legge pone in capo ai clienti finali e non alle imprese di vendita gli oneri generali di sistema, che l'Autorità non avrebbe il potere di intervenire nei rapporti tra impresa distributrice e utenti del trasporto in tema di garanzie per il pagamento degli oneri generali di sistema interamente fatturati dai primi, e che tale potere dell'Autorità sussisterebbe limitatamente agli oneri generali effettivamente incassati dagli utenti del trasporto dai clienti finali.

Al fine di superare la situazione di incertezza sulla regolazione applicabile ai contratti di trasporto venutasi a creare, con la delibera 3 marzo 2017, 109/2017/R/eel, l'Autorità ha avviato un

procedimento per la riforma del Codice di rete tipo finalizzato a garantire un rapido adeguamento alle succitate sentenze, stabilendo in particolare, quale prima misura urgente, che le garanzie prestate dagli utenti del trasporto dovessero essere commisurate, con riferimento agli oneri generali di sistema, a quanto di norma riscosso dagli operatori, ovvero ponendo come base la parametrizzazione degli oneri generali incassabili. Il criterio utilizzato per dimensionare tale grandezza è stato definito sulla base del livello di *unpaid ratio* (comunicato dagli operatori del mercato libero nell'ambito delle raccolte dati funzionali alla definizione dei prezzi e delle componenti relative all'attività di commercializzazione del servizio di vendita di energia elettrica), assumendo la media dei valori degli anni 2015 e 2016, in via cautelativa, nell'area Centro-Sud, caratterizzata da un più alto fenomeno di mancato pagamento. Ciò ha determinato una conseguente riduzione del livello delle garanzie prestate, per la sola quota-parte riferita agli oneri generali, pari al 4,9%. Altresì l'ammontare totale del valore delle garanzie è stato ulteriormente ridotto di una quota pari al 5,6% in virtù della minore esposizione media dell'impresa distributrice, dovuta alla riduzione delle tempistiche della risoluzione del contratto di trasporto, introdotta nella regolazione con la delibera 6 ottobre 2016, 553/2016/R/eel.

In tale contesto, l'Autorità ha successivamente manifestato a Governo e Parlamento l'esigenza di un'azione a livello legislativo, volta a riformare l'intero assetto degli oneri generali mediante opportune modifiche dell'art. 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Con il documento per la consultazione 3 agosto 2017, 597/2017/R/eel, l'Autorità ha dato seguito al procedimento di cui sopra illustrando una possibile riforma della prestazione delle garanzie connesse al servizio di trasporto orientata a pervenire a un quadro coerente con il principio di netta separazione tra le modalità di gestione dei corrispettivi di trasporto in senso stretto e le modalità di gestione ed esazione delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema. Tale impostazione, prospetticamente in linea con l'orizzonte di riforma legislativa cui tendere, era mirata a predisporre una regolazione più adeguata alle differenti esigenze di tutela, come indotte dalle pronunce del giudice amministrativo, sottese alle due aree tematiche (corrispettivi di trasporto e oneri generali), nonché a bilanciare interessi ed esigenze, non sempre compatibili fra loro, che caratterizzano i rapporti fra le parti che la disciplina del Codice si prefigge di regolare.

Nello specifico i principali interventi prospettati nel documento 597/2017/R/eel riguardano:

- la revisione della disciplina delle garanzie contrattuali tesa a una gestione distinta fra quelle a copertura dei corrispettivi di rete e quelle a copertura degli oneri generali di sistema;
- la definizione di un meccanismo volto a riconoscere alle imprese distributrici gli eventuali oneri generali di sistema versati a Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e al Gestore dei servizi energetici (GSE) e non riscossi dagli utenti del trasporto.

Gli esiti della consultazione hanno tuttavia evidenziato alcune criticità in particolare relative alle tempistiche di implementazione e agli oneri gestionali che ne sarebbero derivati, connessi principalmente alla separazione delle garanzie; l'Autorità ha quindi ritenuto che una disciplina finalizzata limitatamente ad assicurare alle imprese distributrici e agli utenti del trasporto il rimborso degli oneri non incassati, ma interamente versati rispettivamente alla CSEA e al GSE e alle medesime imprese distributrici, risultasse maggiormente rispondente con le esigenze emerse e coerente coi principi enunciati dalle sentenze dei giudici amministrativi. Con la delibera 2 febbraio 2018, 50/2018/R/eel, è stato quindi definito un meccanismo che prevede il riconoscimento alle imprese distributrici dei crediti non riscossi inerenti gli oneri generali di sistema, definito secondo criteri volti a incentivare l'efficiente gestione del credito da parte delle medesime imprese distributrici. Contemporaneamente è stata emanata una specifica consultazione (documento per la consultazione 1 febbraio 2018, 52/2018/R/eel) per la definizione del meccanismo analogo di reintegrazione per gli utenti del trasporto, non completamente esplicitata nel documento 597/2017/R/eel. Nello specifico gli orientamenti posti in consultazione prevedono che per gli utenti del trasporto non sia modificata l'attuale previsione di versamento dell'intero ammontare degli oneri generali fatturati dalle imprese distributrici, ma sia introdotta una forma di reintegrazione dell'eventuale ammanco dovuto al mancato versamento da parte dei clienti finali, in un periodo temporale successivo (almeno 12 mesi); tale impostazione, oltre a garantire la stabilità del sistema, è volta a incentivare l'utente del trasporto a massimizzare tempestivamente l'incasso tramite la leva di riduzione dei propri oneri finanziari che gli rimarrebbero in capo. Il meccanismo proposto prevede una istanza annuale di partecipazione, articolata in due sessioni di liquidazione, una di anticipo e una di aggiustamento, a decorrere dal 2019. L'ammontare di reintegrazione



dovrà riguardare esclusivamente importi contabilizzati in fatture scadute da almeno 12 mesi per le quali la controparte commerciale ha avviato le procedure di morosità fino alla richiesta di sospensione della fornitura e ha gestito il credito con i criteri di efficienza illustrati in consultazione.

In tema di Codice di rete tipo, sono stati infine adottati alcuni interventi che hanno consentito di finalizzare la disciplina inerente la standardizzazione delle fatture di trasporto. In particolare con la determina 16 marzo 2017, 2/2017-DMRT si è proceduto (al fini dell'entrata in esercizio dal mese di maggio 2017 delle nuove fatture standardizzate) a modificare i flussi informativi preposti per lo scambio dei dati di fatturazione anche tenendo conto dell'esigenza di renderli coerenti con le disposizioni introdotte con la riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici.

### Smart metering 2G: messa a disposizione dei dati

Come anticipato al Capitolo 3, l'Autorità con delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel, ha definito le specifiche funzionali dei misuratori intelligenti di energia elettrica in bassa tensione e i livelli attesi di performance dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (sistemi 2G).

Parallelamente all'avvio e al progressivo dispiegarsi delle installazioni dei nuovi misuratori da parte della prima, e finora unica, società di distribuzione che è stata ammessa al riconoscimento degli investimenti secondo quanto previsto dalla delibera 6 aprile 2017, 222/2017/R/eel, l'attività di regolazione dell'Autorità si è concentrata sugli interventi necessari a permettere il completamento delle funzionalità ora disponibili.

In particolare, l'Autorità ha progressivamente aggiornato la regolazione in merito alla configurazione dei misuratori 2G, alla messa a disposizione dei dati tra gli operatori e alla disciplina del *settlement*.

Per quanto riguarda la configurazione dei misuratori, la delibera 87/2016/R/eel ha previsto la possibilità di configurare una pluralità di informazioni contrattuali, alcune delle quali (il codice cliente assegnato dal venditore corrente, la potenza contrattuale impegnata e il gruppo PESSE<sup>5</sup>) definite come quelle minime da visualizzare sul *display* del misuratore e altre (informazioni

*custom*) invece definibili da parte del venditore, che potrà deciderne la visualizzabilità sul *display* del misuratore.

In considerazione del fatto che la medesima delibera 87/2016/R/eel non ha definito quali valori dovessero avere tali informazioni al momento della messa in servizio dei nuovi misuratori 2G, con la delibera 7 aprile 2017, 229/2017/R/eel, è stata individuata la configurazione di *default* dei misuratori 2G non trattati orari al fine di permetterne un corretto funzionamento antecedentemente alla disponibilità degli strumenti informatici per la configurabilità del misuratore (prevista da parte dei distributori impegnati nella fase di *roll-out* dei misuratori) ovvero come configurazione base prima dell'effettiva personalizzazione da parte del venditore.

Tale configurazione di *default* prevede, in particolare, che sia garantito il livello massimo di riservatezza dei dati visualizzabili sul *display* prima della configurazione del misuratore da parte dei venditori, affinché tali dati non possano essere utilizzati opportunisticamente e senza che il cliente finale ne sia consapevole. Quindi è stato previsto che, inizialmente, non siano visualizzabili le informazioni contrattuali la cui visibilità è configurabile ovvero siano visualizzati sul *display* solo la potenza contrattuale impegnata, il gruppo PESSE e, dal momento della sua messa in servizio, il codice cliente.

Al contempo, la configurazione di *default* dei misuratori 2G adottata dall'Autorità si pone in continuità funzionale con la regolazione vigente per le quantità oggetto di misurazione rilevanti ai fini della fatturazione dei servizi di rete e della vendita. Pertanto è stato disposto che tale configurazione debba prevedere i registri totalizzatori delle misure relative all'energia elettrica immessa e/o prelevata, attiva e secondo le vigenti fasce orarie, il valore massimo della potenza attiva media quattoraria, prelevata e/o immessa, e il valore della potenza istantanea prelevata, nonché la data di inizio del periodo di freezing, definito come il primo giorno di ciascun mese.

Con la delibera 15 febbraio 2018, 88/2018/R/eel, a seguito della consultazione con gli operatori di cui al documento per la consultazione 22 giugno 2017, 466/2017/R/eel, a completamento di quanto disposto a valere per la prima configurazione di *default*, sono state definite le disposizioni funzionali alla valorizzazione e alla visualizzazione sul display del misuratore 2G delle informazioni configurabili da parte dei venditori.

<sup>5</sup> Gruppo di appartenenza al Piano distacchi programmati a rotazione (PESSE).



In particolare, con tale provvedimento è stato disposto che il processo di configurazione delle informazioni contrattuali sia pienamente interoperabile con il SII, affinché le controparti commerciali associate a ciascun punto di prelievo possano effettuare direttamente (senza la necessità di intermediazione con altro soggetto) la configurazione delle informazioni di propria competenza, in merito alle informazioni valorizzabili e all'abilitazione alla visualizzazione sul *display* per le informazioni per le quali ciò è previsto. L'Autorità, con tale delibera, ha previsto che il processo di configurazione trovi completa applicazione, cioè comprendendo anche la possibilità di applicare le fasce personalizzate, a seguito del passaggio del punto al trattamento orario; la configurazione delle restanti informazioni è invece resa disponibile già al passaggio del punto a regime, ovvero alimentato da una cabina MT/BT messa a regime ai sensi della delibera 87/2016/R/eel<sup>6</sup>, a partire dal mese di ottobre 2018.

La delibera 88/2018/R/eel, infine, ha previsto che la definizione delle corrispondenti informazioni valorizzate e visualizzate tramite il processo di configurazione e relative ai parametri correlati alle formule contrattuali prepagate sia trattata con successivo provvedimento; ciò anche in considerazione del fatto che, con la delibera 28 aprile 2017, 289/2017/R/eel, il procedimento già avviato per verificare, anche con la collaborazione dell'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, l'effettiva disponibilità di soluzioni tecnologiche standardizzate, è stato integrato ed esteso al fine di comprendere anche la valutazione di alcune ulteriori funzionalità necessarie alla compiuta realizzazione dei benefici previsti, quali ad esempio la visualizzazione delle letture di sostituzione o la gestione di uno o più parametri utili nell'ambito delle funzionalità abilitanti le formule prepagate.

Per quanto riguarda la messa a disposizione dei dati di misura, l'intento dell'Autorità è stato quello di rendere possibili ottimizzazioni sui processi commerciali e di sistema. A tal fine, con la delibera 13 aprile 2017, 248/2017/R/eel, ha disposto che i dati di misura quartorari con frequenza giornaliera, propria dei sistemi di smart metering 2G, siano messi a disposizione dal soggetto responsabile della misura agli utenti del trasporto tramite il SII, minimizzando gli impatti implementativi e utilizzando i medesimi flussi standard già codificati, fatte salve le modifiche necessarie alle maggiori quantità e frequenze di dati in circolazione. Ciò inoltre prevedendo gradualità

nell'introduzione del processo di messa a disposizione dei dati di misura con frequenza giornaliera tramite il SII e, in particolare, un periodo transitorio (per la definizione dei nuovi tracciati standard per la messa a disposizione dei dati di misura) durante il quale i dati di misura relativi ai punti di prelievo che sono stati oggetto di sostituzione di un misuratore con un misuratore 2G siano messi a disposizione secondo una duplice modalità. Essi infatti continuano a essere messi a disposizione secondo logiche, modalità e tempistiche uguali a quelle antecedenti la sostituzione, seguendo in parallelo le nuove modalità proprie dei dati di misura 2G. Quanto sopra ha richiesto altresì di modificare il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica* (TIME), al fine di prevedere la rilevazione e la messa a disposizione dei dati di misura provenienti da sistemi di *smart metering* 2G secondo i livelli di *performance* definiti dalla delibera 87/2016/R/eel, e di dare mandato al gestore del SII per la definizione delle procedure applicative.

In esito alla consultazione di cui al già citato documento 466/2017/R/eel, inoltre, l'Autorità ha definito le disposizioni in merito all'applicazione del trattamento orario ai sensi del *Testo integrato settlement* (TIS) per i punti di immissione e di prelievo dotati di sistemi 2G, propedeutico al dispiegamento dei benefici conseguibili. In particolare, con la delibera 19 ottobre 2017, 700/2017/R/eel, l'Autorità ha previsto che il passaggio al trattamento orario avvenga in coerenza con le disposizioni vigenti che ne prevedono la decorrenza al primo giorno del mese, ma garantendo al contempo agli utenti del dispacciamento almeno 12 mesi di dati di misura orari, al fine di permettere una corretta programmazione dei prelievi. Ciò quindi fa sì che il SII effettui la prima aggregazione ai fini del *settlement* delle curve di misura quartorarie giornaliere relative a punti di prelievo via via dotati di *smart meter* 2G con riferimento ai dati di misura di competenza agosto 2018. Contestualmente, con il medesimo provvedimento, è stato dato mandato al gestore del SII affinché predisponga le necessarie specifiche tecniche.

<sup>6</sup> Cabina per i cui punti di prelievo alimentati ed equipaggiati con misuratori 2G messi in servizio sono garantiti i previsti livelli di performance di sistema previsti.

## Mercato del gas

### Servizio di tutela: aggiornamento delle condizioni economiche di erogazione del servizio

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 modificata e integrata, l'Autorità ha aggiornato le condizioni economiche applicate ai clienti serviti nell'ambito del servizio di tutela.

In particolare, con cadenza trimestrale, sono state aggiornate sia la componente  $C_{MEM,t}$ , a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso, sia l'elemento  $QTV_t$ , che indica il corrispettivo a copertura dei costi relativi alle perdite di rete e al gas non contabilizzato; 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 aprile-giugno 2017, con la delibera 30 marzo 2017, 203/2017/R/gas;
- per il trimestre luglio-settembre 2017, con la delibera 28 giugno 2017, 492/2017/R/gas;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2017, con la delibera 28 settembre 2017, 658/2017/R/gas;
- per il trimestre gennaio-marzo 2018, con la delibera 28 dicembre 2017, 925/2017/R/gas.

Con la citata delibera 203/2017/R/gas, l'Autorità ha anche azzerato, a far data dall'1 aprile 2017, il valore della componente CPR a copertura del meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale, a seguito della conclusione del meccanismo citato operata con la delibera 10 novembre 2016, 649/2016/R/gas.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 3 del Volume I.

### Servizio di tutela: modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 27 dicembre 2017, 916/2017/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, a partire dall'1 gennaio 2018, 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 2017. 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 sulla base del 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 2,12%, non differenziato per tipologie di clienti;
- per gli altri costi operativi, i valori di bilancio consuntivo riferiti all'anno 2016, 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 45 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con quanto già avviene, mediante la metodologia WACC, utilizzando il tasso di interesse nominale di livello pari a quello del precedente anno e non considerando, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

### Servizio di tutela: modalità di determinazione della materia prima gas

La delibera dell'Autorità 5 aprile 2018, 219/2018/R/gas, ha confermato, fino all'anno termico 2018-2019, 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 della previsione della cessazione delle tutele di prezzo per tutte le categorie di piccoli consumatori, sia nel settore dell'energia elettrica che nel settore del gas naturale, come stabilito dalla legge n. 124/17.

Relativamente alla componente dei costi delle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso (CCR) la medesima delibera 219/2018/R/gas ha stabilito i valori per l'anno termico 2018-2019, confermando gli attuali criteri di calcolo.

### Servizi di ultima istanza: servizio di default di trasporto

Il servizio di *default* di trasporto ( $SdD_T$ ), disciplinato dall'Autorità con delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, afferisce ai punti di riconsegna allacciati alla rete di trasporto ed è finalizzato a garantire il bilanciamento di tale rete in relazione ai prelievi di gas che si possono verificare presso punti di riconsegna che restano privi dell'utente di trasporto e di bilanciamento (UdB) a seguito della risoluzione del contratto di trasporto o del mancato conferimento della relativa capacità. La regolazione in materia prevede che l'impresa maggiore di trasporto, al fine di ridurre i casi di attivazione dell' $SdD_T$ , possa organizzare e svolgere procedure a evidenza pubblica per la selezione di uno o più venditori che si impegnino, nelle ipotesi in cui dovrebbe 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.

Snam Rete Gas, in qualità di impresa maggiore di trasporto, ha svolto a settembre 2012 e settembre 2013 due procedure di selezione a evidenza pubblica per periodi di riferimento, individuando quali  $FT_T$ :

- Eni e Italtrading, per il periodo 1 ottobre 2012 - 30 settembre 2013;

- Spigas, Eni ed Edison per il biennio 1 ottobre 2013 - 30 settembre 2015.

Snam Rete Gas ha deciso di erogare direttamente l' $SdD_T$  e di non voler esercitare, pertanto, la facoltà di individuare, mediante procedura a evidenza pubblica, uno o più  $FT_T$  per ciascuno dei seguenti periodi: 1 ottobre 2015 - 30 settembre 2016, 1 ottobre 2016 - 30 settembre 2017 e, da ultimo, 1 ottobre 2017 - 30 settembre 2018.

Similmente agli anni passati in cui Snam Rete Gas ha svolto il servizio  $SdD_T$  direttamente, la medesima anche per il periodo 1 ottobre 2017 - 30 settembre 2018, ha comunicato la sua disponibilità a svolgere l' $SdD_T$  sulle reti regionali delle imprese regionali di trasporto per il medesimo periodo, a seguito di specifiche richieste ad essa pervenute da parte di alcune imprese regionali di trasporto. Pertanto, con delibera 28 settembre 2017, 622/2017/R/gas, l'Autorità è intervenuta al fine di garantire alle imprese regionali di trasporto la possibilità che sia individuato con urgenza un soggetto alternativo, in mancanza degli  $FT_T$ , che assicuri l'erogazione dell' $SdD_T$  con riferimento ai prelievi di gas sui punti di riconsegna allacciati alle reti regionali di trasporto, con effetto dall'1 ottobre 2017. Il medesimo provvedimento ha altresì previsto che, con riferimento al servizio di  $SdD_T$  sulle reti regionali delle imprese regionali di trasporto svolto da Snam Rete Gas, venga applicata la regolazione prevista per l' $FT_T$  ai sensi della delibera 249/2012/R/gas, a eccezione delle condizioni economiche e del meccanismo di copertura del rischio di mancato pagamento per le cui fattispecie si applica la disciplina prevista per l' $SdD_T$ .

### Servizi di ultima istanza: 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  $FD_D$ ). 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 pubblico<sup>7</sup>. 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 richiamate<sup>8</sup>. Il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, stabilisce, infatti, che l'impresa di distribuzione territorialmente competente è tenuta a garantire il bilanciamento della propria rete in relazione al prelievo presso tale punto per il periodo in cui non sia possibile la sua disalimentazione fisica, secondo le modalità e le condizioni definite dall'Autorità. In ottemperanza delle 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 2013-2014<sup>9</sup>. 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<sub>D</sub>, ai clienti morosi.

Nell'ambito della disciplina del servizio di *default* prevista dal TIVG, l'Autorità ha adottato alcune misure volte a responsabilizzare l'impresa di distribuzione nell'adempimento delle prestazioni funzionali alla tempestiva disalimentazione del punto di riconsegna; in particolare, qualora l'impresa di distribuzione non porti a termine tale disalimentazione dei punti di riconsegna in SdD distribuzione nei termini previsti dalla regolazione (anche attraverso l'esperienza, in taluni casi, delle opportune azioni giudiziarie), è tenuta a versare alla CSEA, un ammontare definito dal TIVG; l'Autorità ha inoltre previsto che, nelle fattispecie in cui l'eventuale inadempimento dell'impresa ecceda la responsabilità di quest'ultima, il

sopramenzionato ammontare possa essere ridotto o addirittura azzerato, seppur in via temporanea, previa presentazione di apposita istanza alla CSEA.

Facendo seguito al documento per la consultazione 25 febbraio 2017, 71/2016/R/gas, con delibera 6 luglio 2017, 513/2017/R/gas l'Autorità è ulteriormente intervenuta completando la regolazione dell'SdD distribuzione in tema di valutazione delle istanze finalizzate al versamento parziale o all'esonero totale dal versamento dell'ammontare previsto nei casi di mancata disalimentazione fisica dei punti di riconsegna. Con tale delibera sono stati definiti, da un lato, criteri omogenei di valutazione per una serie di ipotesi tipiche applicabili alle istanze, non tassative, costruite sulla base dell'osservazione dei singoli casi concreti oggetto delle istanze passate e, dall'altro, specifici indirizzi per la CSEA in merito alla gestione delle istanze che distinguono tra le istanze di esonero che trovano la propria giustificazione in una delle ipotesi tipizzate dall'Autorità – alle quali è applicabile una procedura di gestione semplificata – e le istanze che si giustificano su fatti e circostanze diverse e che, pertanto, devono necessariamente essere oggetto di specifiche analisi da parte degli uffici dell'Autorità. Nelle more della definizione delle modalità implementative da parte della CSEA, la delibera 513/2017/R/gas ha infine stabilito che la disciplina afferente al processo di trasmissione e gestione delle istanze sopra descritta venga applicata a regime a partire dalle istanze riferite al periodo gennaio - dicembre 2017 (da presentare entro il 31 luglio 2018), fermo restando la necessità che le imprese di distribuzione dovranno presentare, secondo i nuovi criteri, anche le istanze di esonero riferite agli anni precedenti.

### L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio gas

I clienti finali connessi alle reti di distribuzione locale di gas o alle reti di trasporto usufruiscono di una copertura assicurativa contro i rischi (infortuni, incendio e responsabilità civile) derivanti dall'uso

<sup>7</sup> 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.

<sup>8</sup> L'attivazione dell'FD<sub>D</sub> 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).

<sup>9</sup> 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.

del gas a valle del punto di consegna<sup>10</sup>. 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).

Dall'1 ottobre 2004, data di attivazione della prima polizza assicurativa, al 31 dicembre 2017 sono state ricevute 723 denunce di sinistro, che hanno comportato complessivamente l'apertura di 1.564 pratiche di rimborso/risarcimento; nello stesso periodo risultano effettuati pagamenti da parte delle imprese assicuratrici per circa 44,4 milioni di euro per 450 pratiche. Al 31 dicembre 2017 risultano poste complessivamente a riserva provviste per circa 11,5 milioni di euro, a fronte di 245 pratiche ancora aperte con riserva di provvista, mentre le pratiche chiuse senza pagamenti o in stand by senza provviste di riserva ammontano a 869.

Per quanto riguarda la sola polizza in vigore per il quadriennio 2017-2020, disciplinata dalla delibera 12 maggio 2016, 223/2016/R/gas, nel corso della prima annualità assicurativa, a fronte di 39 denunce di sinistro sono state aperte 97 pratiche, delle quali 14 chiuse entro

fine anno con pagamenti; in corso d'anno sono stati pagati importi per circa 413 mila euro e al 31 dicembre 2017 risultano poste a riserva provviste per circa 3 milioni di euro a fronte di 66 pratiche ancora aperte con riserva di provvista. L'esposizione complessiva (importi pagati e provviste a riserva) risulta generata per il 56% dalla sezione responsabilità civile, per il 24% dalla sezione incendio e per il restante 20% dalla sezione infortuni.

I costi dell'assicurazione sono coperti mediante un apposito corrispettivo, applicato in bolletta una volta l'anno ai titolari di punti di riconsegna assicurati. A partire dal 2017, con l'attivazione della nuova polizza stipulata per il quadriennio 2017-2020, il valore del corrispettivo è stato determinato dall'Autorità in 50 c€/anno per ciascun punto di riconsegna assicurato, in diminuzione rispetto al corrispettivo di 60 c€/anno applicato per l'anno precedente. Tale valore, che è rimasto invariato anche per l'anno 2018, potrà essere ulteriormente aggiornato dall'Autorità con cadenza annuale, in relazione alle disponibilità del Conto assicurazione gestito dalla CSEA e alle relative esigenze di gettito.

## Mercato elettrico e del gas

### Bolletta 2.0

Con la delibera 20 aprile 2017, 279/2017/R/com, l'Autorità ha introdotto un meccanismo volto a favorire la diffusione delle bollette elettroniche presso i clienti finali, anche attraverso specifiche modalità incentivanti, a beneficio degli esercenti i regimi di tutela, per la reintegrazione del differenziale tra il livello dello sconto applicato ai clienti serviti e il costo evitato dall'esercente per l'emissione della fattura in formato non cartaceo. A partire da gennaio 2016, infatti, i clienti che hanno scelto la bolletta in formato elettronico e hanno attiva una modalità di addebito automatico degli importi fatturati, ricevono uno sconto annuo che varia in ragione della tipologia di

cliente e della frequenza di emissione delle fatture prevista dalla regolazione.

Il meccanismo incentivante della delibera 279/2017/R/com è finalizzato a coprire l'eventuale differenziale tra lo sconto applicato e la stima del costo evitato, in modo da garantire l'equilibrio economico-finanziario degli esercenti che erogano i regimi di tutela.

La partecipazione al meccanismo di reintegrazione è condizionata al raggiungimento di un livello minimo di clienti cui viene erogato lo sconto, e l'ammontare di reintegrazione ricevuto da ciascun partecipante:

- aumenta in ragione del superamento del livello della soglia minima (posta pari al 7% dei clienti serviti nei regimi di tutela) fino al raggiungimento di un secondo livello di soglia massima

<sup>10</sup> L'assicurazione attualmente in vigore copre tutti i PdR relativi alle utenze domestiche e ai condomini con uso domestico, come definiti dal TIVG, e i PdR relativi ad attività di servizio pubblico e alle 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.

(pari al 50% dei clienti serviti), in corrispondenza del quale il venditore ha diritto a ricevere l'intera reintegrazione;

- dipende dal numero effettivo di bollette contenenti lo sconto emesse in un anno;
- prevede, qualora siano raggiunti i livelli soglia nell'anno di riferimento della compensazione, ma non nel precedente, anche il riconoscimento degli ammontari relativi all'anno precedente.

Le attività inerenti al meccanismo incentivante, inclusa la verifica delle informazioni fornite dai partecipanti al meccanismo medesimo, sono gestite dalla CSEA e gli importi da corrispondere ai venditori vengono erogati a valere sul:

- Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione (energia elettrica);
- Conto per la gradualità della componente di commercializzazione della vendita al dettaglio gas (gas).

Di seguito, nelle tavole 8.2 e 8.3, si riportano i valori, per ciascun settore, degli ammontari di reintegrazione. Con specifico riferimento al settore elettrico, in coerenza con quanto avviene in sede di quantificazione delle componenti RCV, si prevede un ammontare di reintegrazione distinto: da un lato, per gli esercenti societariamente

separati che alla data del 31 dicembre 2015 servono un numero di punti di prelievo superiore a 10 milioni, e dall'altro, per gli altri esercenti, e ciò per il fatto che per causa delle diverse economie di scala, il costo evitato risulta minore per i soggetti che hanno maggiori dimensioni (in ragione del minore costo mediamente sostenuto), determinando un differenziale da riconoscere superiore.

Nel corso del periodo in esame sono stati altresì effettuati tre interventi di aggiornamento della regolazione della Bolletta 2.0.

Nel primo caso, con la delibera 9 marzo 2017, 129/2017/R/com, è stato previsto che, a partire dalla data dell'1 luglio 2017, la bolletta sintetica dei clienti non domestici, così come già previsto per i clienti domestici, riporti per ciascun mese la potenza massima prelevata e, almeno una volta all'anno, il dettaglio dei livelli massimi di potenza prelevata mensilmente negli ultimi 12 mesi; ciò al fine di consentire anche ai clienti non domestici di valutare l'adeguatezza della propria potenza impegnata.

Il secondo intervento, approvato in via d'urgenza, si è reso necessario a seguito della segnalazione da parte dell'Agenzia delle Entrate, che ha manifestato l'esigenza di un intervento nella regolazione della bolletta in merito al canone RAI. In particolare, con la delibera 13 luglio 2017, 532/2017/R/com, è stato previsto che tra le voci che

## TAV. 8.2

Ammontare di reintegrazione per il settore elettrico

TIPOLOGIA DI CLIENTE FINALE	CLIENTI DOMESTICI	ALTRI PUNTI DI PRELIEVO IN BASSA TENSIONE
	€/punto di prelievo	
Esercente la maggior tutela con più di 10 mln di clienti	3,30	3,70
Esercente la maggior tutela con meno di 10 mln di clienti	2,10	2,30

Fonte:ARERA.

## TAV. 8.3

Ammontare di reintegrazione per il settore del gas naturale

TIPOLOGIA DI CLIENTE FINALE	CLIENTI DOMESTICI	ALTRI PUNTI DI PRELIEVO IN BASSA TENSIONE MINORI DI 200.000 S(m3)/ANNO
	€/punto di riconsegna	
Esercente la tutela	2,10	4,60

Fonte:ARERA.

compongono la sintesi degli importi fatturati della bolletta sintetica fosse presente anche la voce "Rimborso canone di abbonamento alla televisione per uso privato" per i clienti per i quali è dovuto il rimborso degli importi già versati. Inoltre con la delibera in parola è stato previsto che nella prima bolletta emessa ogni anno nei confronti dei clienti finali identificabili come inadempienti al versamento del canone, fosse inserito uno specifico messaggio in merito alle modalità obbligatorie di pagamento del canone RAI mediante modello F24, qualora ancora dovuto.

Infine, l'Autorità è intervenuta con la delibera 5 dicembre 2017, 849/2017/R/com, al fine di uniformare la regolazione vigente del mercato *retail* con le disposizioni adottate a seguito della riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema,<sup>11</sup> che stabilisce una nuova logica di raggruppamento delle varie componenti, in due soli raggruppamenti ossia "Oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili - A<sub>SO5</sub>" e "Rimanenti oneri generali - A<sub>RIM</sub>". In particolare, con il provvedimento adottato sono stati aggiornati: la disciplina della Bolletta 2.0, per i dettagli relativi al contenuto delle singole aggregazioni degli importi fatturati; il Glossario<sup>12</sup>, con riferimento all'energia elettrica per la voce "Spesa per oneri di sistema"; il Codice di condotta commerciale<sup>13</sup>, per quanto riguarda la disposizione che prevede che i clienti finali, anche al fine di garantire la trasparenza contrattuale, siano resi consapevoli che la produzione delle energie rinnovabili e la cogenerazione sono incentivate mediante una specifica componente tariffaria.

### Nuova disciplina del recesso dai contratti di fornitura

Con la delibera 9 giugno 2016, 302/2016/R/com, l'Autorità ha modificato le modalità e tempistiche per l'esercizio del diritto di recesso dai contratti di fornitura dei clienti finali di piccole dimensioni, anche al fine di omogeneizzare la disciplina al contesto di evoluzione del mercato *retail*. La delibera ha allineato le tempistiche di recesso, in caso di cambio fornitore, con le nuove tempistiche di *switching* dei clienti finali domestici, dei clienti finali in bassa tensione e/o con consumi di gas naturale non superiori ai 200.000 S(m<sup>3</sup>).

Con la delibera 24 novembre 2017, 783/2017/R/com, l'Autorità ha approvato disposizioni funzionali alla gestione del processo

di recesso per cambio fornitore tramite il SII, con riferimento sia al settore elettrico che al settore del gas naturale. Il provvedimento, che segue il documento per la consultazione 20 luglio 2017, 544/2017/R/com, si inserisce nel procedimento volto a conferire al SII il ruolo di interfaccia informatica sia per la gestione del processo di recesso per cambio fornitore, sia per i relativi scambi informativi tra operatori. Con le modifiche della delibera 783/2017/R/com il processo di recesso per cambio fornitore tramite il SII risulta efficientato, più trasparente nelle comunicazioni intra-operatori e con tempistiche certe di esecuzione, a tutela del cliente finale.

Il provvedimento è entrato in vigore il 15 febbraio 2018 per il settore elettrico, mentre sarà pienamente operativo a partire dall'1 novembre 2018 per il settore del gas naturale, ovvero in concomitanza con la messa a regime della riforma del processo di *switching* gas nel tramite del SII previsto dalla delibera 8 febbraio 2018, 77/2018/R/com.

La delibera in parola è intervenuta relativamente a:

- semplificare le modalità di invio della comunicazione di recesso contestuali alla richiesta di *switching*. In presenza di un mandato a recedere da parte del cliente finale, infatti, l'invio della richiesta di *switching* costituisce anche esercizio del recesso per cambio fornitore. Tale soluzione permette un notevole efficientamento delle operazioni dei soggetti interessati dal punto di vista funzionale, abolendo gli obblighi di comunicazione dai venditori entranti ai venditori uscenti e da questi ultimi al SII senza aggravio di costi per l'adeguamento dei sistemi informativi. Il flusso utilizzato per il recesso sarà il medesimo della richiesta di *switching*, così come già in uso nel settore elettrico e di prossima implementazione nel settore del gas naturale;
- disporre per il mantenimento del venditore corrente nei casi in cui non vada a buon fine lo *switching*. Il recesso per cambio fornitore sottoscritto dal cliente finale non risulterà più efficace qualora non si concretizzi lo *switching* associato e ciò modifica la previgente regolazione, la quale prevedeva in questi casi, l'attivazione dei servizi di ultima istanza.

Segnatamente la delibera 783/2017/R/com ha introdotto ulteriori interventi volti a efficientare i processi di recesso e *switching* e

<sup>11</sup> In vigore dall' 1 gennaio 2018 per effetto della delibera 28 giugno 2017, 481/2017/R/eel.

<sup>12</sup> Approvato con delibera 30 aprile 2015, 200/2015/R.

<sup>13</sup> Delibera 8 luglio 2010, ARG/com 104/10.



## TAV. 8.4

Incidenza, sul totale dei C<sup>MOR</sup> applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti switching hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo

INCIDENZA	LUG.-DIC. 2011 (B)	2012 (B)	2013 (B), (C)	GEN. 2014 - FEB. 2015 (B)	MAR.-DIC. 2015	2016	2017
Nel periodo analizzato	0,3%	5,8%	18,7% (A)	22,2%	30,8%	34,4%	32,5%
Cumulate	0,3%	4,9%	11,0%	15,6%	19,2%	22,1%	23,7%

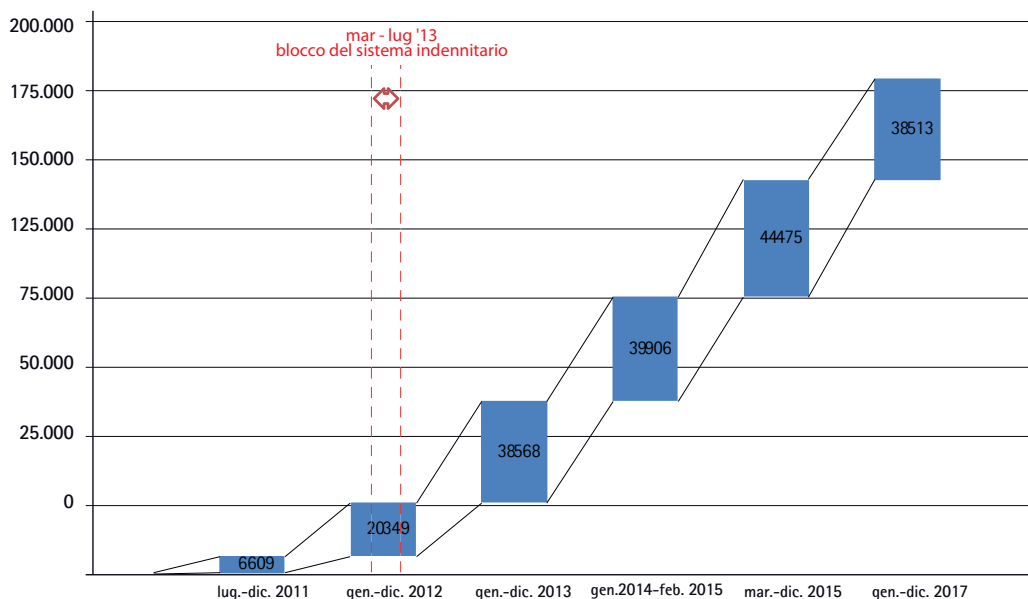
- (A) Dati nel periodo marzo-dicembre 2013 al netto delle richieste di indennizzo relative a punti di prelievo il cui titolare ha effettuato una volta in seguito alla prima richiesta di indennizzo in modo da non essere più rintracciato. Fenomeno invece incluso negli altri trimestri. Tale differenza, tuttavia, non inficia l'andamento della serie storica in quanto ha un peso poco rilevante rispetto al totale delle richieste di indennizzo del trimestre (la cui media dei mesi precedenti è pari allo 0,1%).
- (B) Dati al lordo delle richieste di indennizzo in seguito annullate, per errore, a febbraio 2015. Tale fenomeno, tuttavia, non inficia l'andamento della serie storica in quanto del tutto trascurabile rispetto al totale delle richieste di indennizzo
- (C) Sistema non operativo nel periodo marzo-luglio 2013.

Fonte: ARERA

## FIG. 8.1

Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario

Clienti per cui più esercenti consecutivamente hanno richiesto l'indennizzo



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Acquirente unico.

uniformarli per *commodity* per tipologia di cliente finale. La medesima delibera ha, altresì, ampliato l'ambito delle disposizioni della delibera 302/2016/R/com relativamente alle modalità di esercizio del recesso per cambio fornitore, ora estesa a tutte le tipologie di clienti finali.

### Disciplina della morosità

Nel corso dell'anno 2015, con la delibera 29 maggio 2015, 258/2015/R/com, l'Autorità ha integrato la regolazione della

morosità per entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas naturale disciplinando, tra l'altro, la costituzione in mora e la rateizzazione delle fatture. Avverso tale delibera un'impresa di distribuzione ha proposto ricorso al TAR Lombardia, formulando una serie di censure, con riferimento esclusivo al solo settore dell'energia elettrica, sia di carattere sostanziale sia procedurale, avverso specifiche previsioni in materia. Il TAR Lombardia, con sentenza 6 settembre 2016, Sez. II, n. 1629, ha accolto il ricorso esclusivamente con riferimento alle doglianze di natura procedurale concernenti alcune previsioni<sup>14</sup>. In particolare, l'accoglimento si fonda sulla mancata attivazione

<sup>14</sup> Per maggiori dettagli sull'argomento si rimanda alla *Relazione Annuale 2017*, Vol. II, Capitolo 7, paragrafo "Disciplina della morosità."



delle garanzie partecipative nell'ambito del procedimento di regolazione, confermando in sostanza la validità del merito delle misure censurate. Alla luce della pronuncia del TAR Lombardia, l'Autorità ha quindi ritenuto necessario darvi ottemperanza ponendo in consultazione, tra l'altro, una disciplina di analogo contenuto alle disposizioni annullate per difetto di istruttoria tramite l'adozione del documento per la consultazione 1 dicembre 2016, 712/2016/R/com. Con la delibera 25 maggio 2017, 376/2017/R/com l'Autorità, tenuto conto delle osservazioni pervenute, ha adottato una disciplina di analogo contenuto a quella annullata, così come rappresentata nel documento 712/2016/R/com ai fini dell'ottemperanza alla succitata sentenza 1629/16. Si è tuttavia riconosciuta a ciascuna impresa di distribuzione la facoltà di adottare, in via transitoria e nelle more dell'adeguamento dei processi aziendali gestionali e di fatturazione, una procedura di fatturazione del servizio di trasporto semplificata che garantisca comunque analoghi effetti incentivanti in merito alla corretta applicazione delle disposizioni in materia di chiusura dei punti di prelievo per morosità. Da ultimo la medesima delibera ha accolto alcune specifiche richieste degli operatori emerse nell'ambito della consultazione, definendo una disciplina di dettaglio circa gli effetti dell'intervento di Interruzione dell'alimentazione del punto di prelievo sulle richieste di attivazione della fornitura nonché modificando le modalità di applicazione degli indennizzi in caso di mancata comunicazione degli esiti dell'intervento di chiusura con particolare riferimento ai punti di prelievo serviti in maggior tutela.

### Disciplina del sistema indennitario

La disciplina del sistema indennitario, introdotta con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, e integrata con la delibera 22 marzo 2012, 99/2012/R/eel, persegue la finalità di garantire all'esercente la vendita uscente un indennizzo per il mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi tre mesi precedenti la data di *switching* del cliente finale moroso (per maggiori dettagli si rinvia alla *Relazione Annuale 2015*).

Nello specifico, il sistema indennitario prevede che la richiesta di indennizzo da parte dell'esercente sia presentata al gestore del sistema indennitario, identificato con delibera 30 novembre 2010, ARG/elt 219/2010, nella società Acquirente unico.

Relativamente al primo periodo di implementazione del sistema indennitario – dall'entrata in operatività nel luglio 2011 a dicembre 2017 – emerge che gli esercenti la vendita uscenti hanno emesso più

di 815.000 richieste di indennizzo, la cui correttezza è stata accertata dal gestore, per corrispettivi C<sup>MOR</sup> totali di 225,7 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di 356,3 milioni di euro. Nel corso del 2017, gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi in media per 3,4 milioni di euro al mese. Nonostante il lungo periodo intercorso tra la data di *switching* e l'applicazione del corrispettivo C<sup>MOR</sup> da parte dell'esercente la vendita entrante al cliente finale inadempiente (periodo compreso tra i 12 e i 18 mesi, durante il quale gli esercenti la vendita uscenti avrebbero dovuto incassare i propri crediti dai clienti finali tramite i canali standard di riscossione), gli esercenti la vendita sono riusciti a ridurre del 63% gli oneri del mancato pagamento relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo.

Il gestore del sistema indennitario svolge attività di monitoraggio dell'omonimo sistema in merito a diversi parametri, tra i quali l'eventuale utilizzo ripetuto dello *switching* al fine di non pagare le fatture relative agli ultimi mesi della fornitura; i risultati di tale analisi sono evidenziati nella tavola 8.4 e nella figura 8.1.

L'analisi degli indennizzi riconosciuti mostra come, tra gennaio e dicembre 2017, le richieste di indennizzo relative a clienti finali che già ne avevano ricevute rappresentino, per il terzo anno consecutivo, il 32,5% dei nuovi indennizzi riconosciuti nello stesso periodo, anche se in leggera diminuzione (-1,8%) rispetto all'anno precedente.

Il gestore del sistema indennitario, su richiesta e in coordinamento con l'Autorità, ha inoltre realizzato 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. Sulla base delle evidenze riscontrate dal gestore nel corso di tali controlli, con la delibera 15 giugno 2017, 426/2017/E/eel, l'Autorità ha approvato due verifiche ispettive circa il rispetto della disciplina del sistema indennitario: una nei confronti di un esercente la vendita di energia elettrica e l'altra nei confronti di un'impresa distributrice di energia elettrica. Le suddette verifiche ispettive sono state eseguite nel corso del 2017 e, nel corso di una queste, l'Autorità ha riscontrato l'inosservanza di alcune disposizioni. A fronte delle evidenze riscontrate nel corso della verifica ispettiva eseguita presso l'impresa distributrice, con le determine 19 gennaio 2018 7/2018-DSAI e 8/2018-DSAI sono stati avviati due procedimenti sanzionatori. Le condotte contestate,

infatti, sono ascrivibili a due società distinte che si sono avvicinate nella gestione della rete di distribuzione in virtù di un'operazione societaria straordinaria.

Nel 2017, inoltre, con la delibera 3 agosto 2017, 593/2017/R/com, l'Autorità ha definito la disciplina a regime del sistema indennitario unitariamente per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, attraverso la piena implementazione dei relativi processi all'interno del SII.

Nelle more dell'entrata in piena operatività del SII, infatti, con la delibera ARG/elt 219/10, l'Autorità aveva previsto l'adozione di una disciplina semplificata del sistema indennitario (di seguito: disciplina transitoria), rimandando l'implementazione della relativa disciplina a regime alla piena operatività del SII. Pertanto, in seguito al completamento della disciplina dei processi gestiti nell'ambito del SII - in particolare relativi alla voltura e allo *switching* - e del loro sviluppo operativo e informatico, è stato possibile approvare la disciplina a regime del sistema indennitario, semplificando al contempo le attività previste dalla disciplina transitoria in capo ai venditori e alle imprese distributrici. In particolare, l'Autorità ha semplificato le modalità operative del sistema indennitario, nel rispetto dei principi di gradualità, di minor impatto sui sistemi informativi per i venditori e di massima semplificazione per le imprese distributrici, compatibilmente con le informazioni disponibili nel Registro centrale ufficiale (RCU). Inoltre, nella disciplina a regime del sistema indennitario, l'Autorità ha mantenuto invariato l'ambito oggettivo di applicazione per il settore dell'energia elettrica, clienti connessi in BT, prevedendone l'applicazione per il settore del gas naturale ai clienti finali domestici, ai condomini ad uso domestico con consumo annuo non superiore a 200.000 S(m<sup>3</sup>) e agli usi diversi con consumo annuo non superiore a 50.000 S(m<sup>3</sup>). Infine, ha confermato i criteri di quantificazione del livello dell'indennizzo aggiornandone esclusivamente le modalità applicative, al fine di tenere conto dell'allungamento della durata dello scoperto potenziale dei venditori cui l'indennizzo è commisurato, in seguito ad alcune modifiche regolatorie in tema di costituzione in mora e procedura di *switching*, ed estendendoli anche al settore del gas.

Da ultimo e per entrambi i settori, ha confermato l'impianto complessivo degli istituti a tutela del venditore entrante e chiarito maggiormente alcuni aspetti applicativi a tutela del cliente finale.

### Interventi di riforma della gestione dei dati di misura nel SII

Nell'ambito delle attività finalizzate a dare attuazione alla legge 24 marzo 2012, n. 27/2012, in riferimento alla gestione dei dati di misura dei consumi nell'ambito del SII l'Autorità ha delineato i propri orientamenti e adottato le disposizioni funzionali a migliorare e rendere più efficienti i processi di archiviazione e messa a disposizione dei dati di misura nei settori dell'energia elettrica e del gas. I predetti interventi perseguono l'obiettivo "Più concorrenza nei mercati *retail*, anche grazie a una domanda più consapevole e attiva" individuato nel Piano strategico definito dall'Autorità per il quadriennio 2015-2018, che concerne, tra l'altro, la capacitazione dei clienti finali mediante strumenti per una migliore consapevolezza dei propri consumi. In particolare, con riferimento al settore elettrico, con il documento per la consultazione 25 maggio 2017, 377/2017/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti finalizzati ad assegnare al SII il ruolo di interfaccia unica per la messa a disposizione dei dati di misura nei confronti di imprese distributrici e utenti del trasporto. L'obiettivo prefissato è quello di costituire, nell'ambito del SII, un *hub* centralizzato che possa, in prospettiva, rendere i dati di misura accessibili direttamente ai clienti finali o a terze parti autorizzate dagli stessi. A tal fine, con la delibera 3 agosto 2017, 594/2017/R/eel, l'Autorità, allo scopo di uniformare ed efficientare i meccanismi operativi di messa a disposizione dei dati periodici e delle relative rettifiche, nonché dei dati messi a disposizione nei casi di voltura e *switching*, ha previsto che il SII acquisisca dalle imprese distributrici i dati di misura, li certifichi a garanzia sia degli operatori coinvolti sia dell'affidabilità dei processi, e li metta a disposizione degli utenti del trasporto, a partire dai dati di competenza gennaio 2018.

Con riferimento al settore del gas naturale, in riferimento alla gestione dei dati di misura dei consumi nell'ambito del SII, con il documento per la consultazione 6 aprile 2017, 230/2017/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito all'avvio del processo di gestione dei dati di misura nell'ambito del SII, estendendo la centralizzazione della messa a disposizione dei suddetti dati anche al settore del gas. Successivamente, con la delibera 15 giugno 2017, 434/2017/R/gas, l'Autorità ha previsto, in via sperimentale, la prima fase della centralizzazione della messa a disposizione

dei dati di misura, dando disposizione alle imprese distributrici di trasmettere al SII, contestualmente e parallelamente all'invio agli utenti della distribuzione, i dati di misura relativi ai punti di riconsegna rilevati in accordo con le frequenze e le modalità descritte nel TIVG.

### Interventi di riforma dei processi finalizzati alla gestione dei clienti finali nel SII

Con la delibera 9 marzo 2017, 130/2017/R/eel, l'Autorità ha definito le procedure funzionali all'aggiornamento massivo delle informazioni contenute nell'RCU del SII, nonché la revisione delle procedure di aggiornamento dei medesimi dati, al fine di consentire una corretta applicazione della struttura tariffaria TD ai punti di prelievo nell'ambito dei processi commerciali e dei connessi flussi informativi, coerentemente con le modifiche attuate dal graduale percorso di riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica.

Nel documento per la consultazione 544/2017/R/com, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti in materia di riforma del processo di *switching* nel settore del gas naturale, in analogia alla riforma già implementata nel settore elettrico. Nel sopraccitato documento per la consultazione, l'Autorità non si è limitata a definire la procedura di *switching* nell'ambito del SII, ma ha delineato una revisione organica e complessiva del quadro della regolazione in materia di esecuzione di un contratto di vendita al fine di perseguire vantaggi in termini di trasparenza, terzietà, certezza e standardizzazione nello scambio dei flussi informativi tra gli operatori, sfruttando le caratteristiche e le potenzialità del SII, a beneficio *in primis* dei clienti finali. In particolare, gli orientamenti delineati riguardano:

- le disposizioni in materia di rapporti contrattuali con gli operatori di rete, funzionali all'esecuzione del contratto con il cliente finale, con particolare riferimento al contratto di distribuzione, di bilanciamento e alla regolazione funzionale alla corretta individuazione nella filiera dei soggetti esercenti servizi energetici;
- le procedure del processo di *switching* e aggiornamento della controparte commerciale nell'ambito del SII;
- la riforma degli istituti di cessazione amministrativa e all'attivazione dei servizi di ultima istanza.

Al fine di consentire l'implementazione per fasi della riforma delineata nel documento per la consultazione 544/2017/R/com,

i primi due provvedimenti pubblicati sono stati la delibera 5 dicembre 2017, 850/2017/R/gas, e la delibera 8 febbraio 2018, 77/2018/R/com.

Con la delibera 850/2017/R/gas l'Autorità ha ampliato il contenuto informativo dell' RCU nel SII, apportando integrazioni alle modalità di aggiornamento dei dati in esso censiti con riferimento al settore gas. L'ampliamento del contenuto informativo dell'RCU è volto, *in primis*, a semplificare gli scambi informativi funzionali alla risoluzione contrattuale, alla messa a disposizione dei dati funzionali all'inizio della fornitura e all'attivazione dei servizi di tutela e *default* gestiti nei processi di voltura e *switching* nell'ambito del SII. Con riferimento alle modalità e alle tempistiche di implementazione, la delibera in parola ha previsto un percorso graduale, per fasi, che si concluderà con l'entrata in operatività del processo di aggiornamento *on condition* di tutti i dati presenti nell'RCU, a partire dal mese di giugno 2018.

Con la delibera 77/2018/R/com l'Autorità ha definito, per quanto riguarda il settore del gas, l'implementazione degli istituti dello *switching*, della risoluzione contrattuale e dell'attivazione dei servizi di ultima istanza mediante il SII e, con riferimento al settore elettrico, ha modificato la delibera 14 ottobre 2015, 487/2015/R/eel, in merito agli obblighi previsti dalla normativa vigente in materia di verifica dei dati del cliente finale e dei relativi titoli in relazione all'unità immobiliare per la quale si richiede la fornitura.

In dettaglio, la delibera 77/2018/R/com ha approvato:

- l'Allegato A, contenente la nuova regolazione relativa all'aggiornamento della controparte commerciale e allo *switching* di un punto di prelievo attivo;
- l'Allegato B, contenente le disposizioni funzionali del processo di risoluzione contrattuale, secondo le diverse fattispecie previste, e di attivazione dei servizi di ultima istanza;
- l'Allegato C, in cui sono riportate le modifiche in materia di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura in occasione del cambio fornitore, nonché dei dati funzionali all'erogazione della fornitura.

In sintesi, il succitato provvedimento:

- ha confermato gli orientamenti delineati nel documento per la consultazione 544/2017/R/com con riferimento all'implementazione nell'ambito del SII delle procedure: di *switching*, di aggiornamento della controparte commerciale, dell'attivazione dei servizi di ultima istanza, della

- rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura nei casi di cambio fornitore;
- ha omogeneizzato la regolazione vigente in tema di risoluzione contrattuale del contratto di distribuzione nel settore del gas con quella vigente nel settore elettrico, ove eventuali differenze non siano motivate da esigenze specifiche e peculiarità del settore;
- ha mantenuto la previsione vigente secondo la quale la data di decorrenza dello *switching* debba coincidere con il primo giorno del mese e la richiesta debba essere presentata entro il giorno 10 del mese antecedente, rimandando a successivi provvedimenti la definizione di procedure che consentano lo *switching* in qualsiasi giorno del mese;
- ha abrogato gli indennizzi a carico dell'impresa distributrice e a favore degli esercenti i servizi di ultima istanza su rete di distribuzione, nei casi di incompleta richiesta di attivazione dei servizi di ultima istanza;
- ha previsto che il mancato integrale pagamento, da parte dell'utente del servizio (UdD) precedentemente servito nell'SdD<sub>T</sub>, degli importi fatturati nell'ambito dell' SdD<sub>T</sub> costituisca causa di risoluzione del contratto di distribuzione, decorsi 12 mesi dallo scadere dell'ultima fattura relativa all' SdD<sub>T</sub> medesimo.

Al fine di consentire di accertare la piena affidabilità del SII in relazione a ciascuna attività svolta prima del suo effettivo rilascio, assicurando l'effettuazione di opportuni passaggi intermedi di sperimentazione e test di corretto funzionamento, la delibera 77/2018/R/gas ha individuato nell'1 novembre 2018 la data a partire dalla quale le transazioni e i processi riformati siano gestiti esclusivamente e ufficialmente nell'ambito del SII.

---

### Le 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 fondamentale per giungere a un assetto in cui il mercato libero costituisce la modalità normale di approvvigionamento anche per i clienti di piccola dimensione, soprattutto in vista della cessazione della disciplina

transitoria dei prezzi (che, ai sensi della legge n. 124/17, avrà luogo l'1 luglio 2019, come anticipato), funzione attualmente assicurata dai servizi di tutela di energia elettrica e di gas naturale nei mercati *retail*.

In coerenza con tale quadro l'Autorità ha, quindi, promosso interventi mirati ad aumentare la capacitazione 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 che per quello del gas naturale, la disciplina delle offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (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(m<sup>3</sup>).

Più in particolare, la delibera ha posto l'obbligo, in capo a ciascun operatore del mercato libero, di inserire nel proprio menù di offerte commerciali due formule di offerte PLACET – una a prezzo fisso e una a prezzo variabile – caratterizzate da condizioni generali di fornitura fissate dall'Autorità con l'eccezione delle condizioni economiche, i cui livelli sono liberamente definiti dal venditore (in accordo a una struttura predefinita di corrispettivi). In entrambi i casi, il prezzo dell'energia è articolato in una quota fissa espressa in €/cliente/anno e una quota energia espressa in €/kWh o €/S(m<sup>3</sup>) e quindi proporzionale ai volumi consumati.

In dettaglio, le offerte PLACET dell'energia elettrica a prezzo variabile prevedono, in ogni mese, un prezzo indicizzato al PUN (Prezzo Unico Nazionale) espresso in €/kWh, così come determinato dal Gestore dei mercati energetici (GME). Il prezzo è differenziato per fasce orarie in presenza di un contatore telegestito. In particolare,

per i clienti domestici telegestiti, il prezzo è differenziato nelle fasce orarie F1 e F23, mentre, per i clienti non domestici telegestiti, esso è differenziato nelle fasce orarie F1, F2 e F3. Per i clienti, domestici e non domestici, che non hanno un contatore telegestito il prezzo è lo stesso in tutte le ore.

Le offerte PLACET di gas naturale a prezzo variabile prevedono un prezzo indicizzato al TTF determinato in ogni trimestre come media aritmetica delle quotazioni *forward* trimestrali OTC relative al trimestre in questione, presso l'*hub* TTF, rilevate da ICIS-Heren con riferimento al secondo mese solare antecedente il medesimo trimestre.

Con la delibera 5 dicembre 2017, 848/2017/R/com, l'Autorità ha, tra l'altro, individuato nel Portale per la raccolta e la pubblicazione in modalità *open data* di tutte le offerte presenti sul mercato di vendita al dettaglio elettrico e gas (che verrà realizzato e gestito dal gestore nel SII ai sensi della delibera 1 febbraio 2018, 51/2018/R/com<sup>15</sup>) lo strumento per la comparazione delle offerte PLACET.

Con specifico riferimento alle condizioni contrattuali, la disciplina delle offerte PLACET ha anche previsto la predisposizione – da parte dell'Autorità, con il contributo dei partecipanti a un apposito Tavolo di lavoro permanente rappresentativo sia degli interessi della domanda che dell'offerta – di un modulo delle condizioni generali di fornitura, utilizzabile su base volontaria da parte dei venditori, costituente il *benchmark* per la redazione dei contratti di somministrazione. Tale modulo è stato approvato con la delibera 15 febbraio 2018, 89/2018/R/com. I venditori che adottano il modulo in parola non possono modificare e/o integrarne le relative clausole, mentre coloro che non lo adottano devono comunque conformarsi alla disciplina delle offerte PLACET ai fini della redazione delle condizioni generali di fornitura dei relativi contratti.

La disciplina delle offerte PLACET costituisce adempimento alle previsioni di cui all'art. 1, commi 62 e 63 della legge n. 124/17.

### **Linee guida per la promozione delle offerte di energia a favore dei gruppi di acquisto**

Il documento per la consultazione 29 marzo 2018, 191/2018/R/com, si inquadra nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con la delibera 610/2017/R/com, recante *Linee guida per la promozione delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese nei*

*mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale a favore dei gruppi di acquisto*, con particolare riferimento alla confrontabilità, alla trasparenza e alla pubblicità delle offerte, nonché alla realizzazione di piattaforme informatiche tese a facilitare l'aggregazione dei piccoli consumatori in ottemperanza alle disposizioni di cui all'art. 1, comma 65, della legge n. 124/17. I gruppi di acquisto, cui sono rivolti gli interventi regolatori oggetto del documento di consultazione, sono intermediari qualificati tra la domanda e l'offerta nei mercati energetici; questi si occupano, in particolare, della negoziazione, per il tramite di un soggetto organizzatore, delle condizioni economiche e contrattuali di fornitura di energia per i loro membri e offrono varie forme di assistenza ai partecipanti sia nella fase di adesione al gruppo che in quella di sottoscrizione dell'offerta proposta dal venditore selezionato.

I potenziali vantaggi ascrivibili alla partecipazione ai gruppi in parola sono principalmente riconducibili a due aspetti. In primo luogo, i gruppi costituiscono dei potenziali strumenti di transizione al mercato libero, segnatamente per quei clienti di minori dimensioni che fino a ora si sono mostrati più restii ad abbandonare i regimi di tutela in ragione della percepita disparità negoziale con i venditori. Ciò in quanto l'aggregazione di una vasta platea di clienti consente loro di riequilibrare la loro posizione contrattuale con il venditore così da ottenere offerte economicamente più vantaggiose e che più si attagliano alle loro esigenze di consumo. Inoltre, i gruppi in parola sono potenziali strumenti di capacitazione dei clienti finali poiché possono stimolare l'interesse di questi ultimi alla comprensione delle offerte di mercato e alla valutazione delle stesse grazie alle opportunità di risparmio che offrono. Peraltro, le informazioni sulle offerte messe a disposizione dei clienti dagli organizzatori dei gruppi consente loro di effettuare delle scelte più consapevoli del loro fornitore.

Alla luce di quanto sopra, l'Autorità, intende stabilire delle regole di comportamento di natura volontaria, per la diffusione di *best practice*, nella promozione e svolgimento delle campagne di acquisto collettivo di servizi di somministrazione di energia rivolte ai clienti finali di piccole dimensioni (identificati con i clienti finali domestici, le imprese connesse in bassa tensione e quelle con consumi annui fino a 200.000 S(m<sup>3</sup>)). Il documento per la consultazione prevede quindi:

<sup>15</sup> I contenuti della delibera 51/2018/R/com sono dettagliati nel capitolo 9 del presente Volume.

- l'istituzione e la pubblicazione sul sito dell'Autorità di un elenco dei gruppi di acquisto che si impegnano a conformarsi alle stesse;
- le regole generali di correttezza e trasparenza da osservare nella promozione e nello svolgimento delle iniziative in questione per non fuorviare i clienti;
- i servizi minimi che devono essere messi a disposizione dei partecipanti al gruppo di acquisto per assisterli nella eventuale decisione di aderire all'offerta commerciale proposta per il tramite del gruppo;
- il contenuto minimo delle informazioni da rendere note ai clienti finali prima dell'adesione al gruppo di acquisto;
- i requisiti prestazionali che le piattaforme informatiche per l'aggregazione dei clienti finali aderenti ai gruppi di acquisto (ove presenti) devono avere per garantire la massima fruibilità e usabilità da parte degli utenti finali.

### Misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria

Con la delibera 6 aprile, 228/2017/R/com, entrata in vigore l'1 maggio 2017, l'Autorità ha approvato il *Testo Integrato per l'adozione di misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria* (TIRV). Il TIRV si applica ai contratti a distanza o negoziati fuori dai locali commerciali del venditore. Prevede adempimenti documentali obbligatori in capo a tutti i venditori volti a provare l'avvenuta conferma di un contratto (misure preventive per la conferma del contratto) distinti sulla base del tipo di cliente finale che ha presentato reclamo (domestico e non domestico) e comprende una procedura speciale a carattere risolutivo, ad adesione volontaria sia del cliente finale sia del venditore, qualora nella fase di conferma del contratto non siano state rispettate le misure preventive. Tale procedura speciale, conformemente alla disciplina previgente, prevede laddove possibile il ritorno al precedente fornitore e la corresponsione di un importo massimo che il venditore ha facoltà di richiedere al cliente a titolo di corrispettivo per il periodo in cui ha avuto luogo la fornitura contestata.

La delibera ha innovato la disciplina previgente sia recependo le richieste della Commissione europea di rendere ancora più

consapevole il cliente domestico della tutela ulteriore, complementare e preventiva offerta con la procedura ripristinatoria e della possibilità di ricorrere comunque agli altri strumenti previsti dall'ordinamento avverso le forniture non richieste (quale quello previsto dall'art. 66-*quinquies* del Codice del consumo), sia prendendo atto delle segnalazioni mosse dalle associazioni dei consumatori.

Il TIRV, mediante un testo ricognitivo e organico e anche con riferimento alle previgenti disposizioni:

- distingue le misure applicabili in relazione alla tipologia di cliente finale (cliente domestico e cliente non domestico);
- individua quali requisiti di accesso per il cliente finale alla procedura a carattere risolutivo, sia la presentazione del reclamo entro un termine definito, sia l'adesione del venditore alle misure ripristinatorie;
- prevede rafforzati obblighi informativi in capo ai venditori, al fine di rendere i clienti domestici consapevoli sia del carattere volontario e supplementare delle misure ripristinatorie rispetto agli strumenti di tutela ordinari (in particolare, la proposizione di un ricorso giurisdizionale o la segnalazione all'Antitrust), sia dei rimedi offerti dalla procedura ripristinatoria qualora il cliente volontariamente decida di scegliere questa opzione;
- conferma, in caso di accoglimento del reclamo per contratto contestato da parte dei venditori aderenti, l'applicazione automatica delle misure ripristinatorie a favore dei clienti non domestici, mentre invece, in caso di clienti domestici, subordina l'applicazione di tali misure a una adesione espressa alla procedura ripristinatoria. Parallelamente, in caso di rigetto del reclamo per contratto contestato, prevede che la trasmissione allo Sportello per il consumatore energia e ambiente del rigetto e della documentazione necessaria ai fini della verifica documentale in ordine al rispetto delle misure preventive per la conferma del contratto sia automatica in caso di cliente non domestico, mentre, in caso di cliente domestico, sia subordinata all'adesione del cliente stesso alla procedura ripristinatoria.

Il TIRV dispone, inoltre, che i venditori che intendano aderire alla procedura ripristinatoria volontaria ne diano comunicazione all'Autorità e che tale adesione vincoli ciascun venditore all'applicazione degli obblighi di cui al TIRV per almeno due anni.



Con la determina 7 aprile 2017, 5/2017-DMRT, è stato istituito l'Elenco dei venditori aderenti alla procedura ripristinatoria volontaria di cui al TIRV, sono state definite le modalità di iscrizione e stabilito che tale elenco, costantemente aggiornato, venga pubblicato sul sito internet dell'Autorità.

Per garantire un elevato livello di tutela ai clienti finali e al tempo stesso l'adeguatezza degli strumenti regolatori predisposti rispetto alle esigenze concrete del mercato al dettaglio, la delibera 228/2017/R/com ha previsto, altresì, che il fenomeno dei contratti contestati venga monitorato individuando gli specifici dati che devono essere comunicati all'Autorità. La determina 15 settembre 2017, 13/2017-DMRT, ha identificato i soggetti obbligati all'invio dei dati relativi ai reclami ricevuti e dettagliato i dati richiesti, nonché definito le modalità e le tempistiche per la comunicazione all'Autorità dei dati strumentali all'attività di monitoraggio.

La delibera 228/2017/R/com ha sottoposto a "consultazione postuma" le disposizioni di contenuto innovativo del TIRV (in particolare: le nuove tempistiche di presentazione dei reclami da parte dei clienti domestici per accedere alla procedura di risoluzione delle controversie, nonché il termine e le modalità di adesione alle misure ripristinatorie da parte dei clienti domestici) e con l'occasione ha raccolto eventuali osservazioni su aspetti puntuali della specifica procedura applicabile ai clienti non domestici ai fini dell'efficientamento della procedura medesima. Ciò per la necessità di definire con urgenza le misure correttive indicate della Commissione europea, garantendo comunque la partecipazione degli *stakeholder* al procedimento. Con la delibera 20 luglio 2017, 543/2017/R/com, l'Autorità, in esito alla specifica consultazione avviata con la delibera 228/2017/R/com, ha apportato alcune modifiche al TIRV, operative dall'1 settembre 2017. In particolare, unitamente ad alcune modifiche procedurali, ha previsto che, in caso di accoglimento del reclamo di un cliente finale domestico, il venditore, all'interno della risposta al reclamo, informi preliminarmente il cliente anche in merito alle misure che intende adottare, tra cui il ripristino, decorsi inutilmente i termini per l'adesione alla procedura ripristinatoria.

---

### Qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale

---

L'1 gennaio 2017, ove non diversamente specificato, è entrato in vigore il nuovo *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV), approvato con la delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

Gli interventi di riforma attuati sul TIQV hanno attribuito maggiore centralità alla prima fase di gestione del reclamo, nel tentativo di ridurre il numero di reclami non estinti nel rapporto diretto tra i clienti finali (o loro delegati) e le imprese di fornitura. Una maggiore incisività di questa prima fase, oltre a migliorare il livello di soddisfazione del cliente finale, può determinare impatti positivi anche sulla gestione delle controversie e sui costi a esse associati, attualmente a carico di tutti i clienti elettrici e gas.

L'obiettivo delineato viene perseguito dal nuovo TIQV attraverso un percorso triennale<sup>16</sup> iniziato l'1 gennaio 2017, che prevede una semplificazione dei processi e una maggiore responsabilizzazione dei soggetti della filiera coinvolti nella gestione del reclamo, disponendo, tra l'altro, a partire dall'1 gennaio 2018, la classificazione per argomento e subargomento dei reclami e delle richieste di informazioni sia per il venditore sia per il distributore e, a partire dall'1 gennaio 2019, una riduzione dei tempi massimi previsti per la risposta a reclami scritti e la rettifica di fatturazione. In particolare, la classificazione omogenea aiuta gli operatori e l'Autorità a individuare i punti di maggiore criticità e interesse all'interno del rapporto di fornitura.

Il TIQV, inoltre, dispone la pubblicazione di un *Rapporto annuale sui reclami e sulle controversie*, che si affianchi al *Rapporto Annuale sulla qualità dei call center* e contenga, oltre ai dati comunicati dagli operatori sui reclami e sulle richieste di informazioni ricevuti nell'anno, anche gli esiti di una indagine di *customer satisfaction*, che verifichi la soddisfazione dei consumatori in relazione alle risposte ricevute ai reclami scritti e alle richieste di informazioni presentate agli operatori. Al riguardo, nel corso del 2017, con la delibera 28 giugno 2017, 474/2017/E/com, è stata avviata l'indagine pilota che ha coinvolto i venditori che avevano ricevuto in media almeno 1.500 reclami scritti/mese nel secondo semestre 2016 e tre imprese con almeno 300 reclami scritti/mese che hanno aderito volontariamente. L'indagine pilota ha avuto l'obiettivo di individuare:

---

16 *Relazione Annuale 2017*, Vol. II, Capitolo 7, paragrafo "Riforma della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale")

- i fattori chiave della qualità delle risposte come percepiti dai clienti finali;
- gli elementi necessari a definire il questionario da utilizzare per la somministrazione dei quesiti da sottoporre ai clienti nell'indagine annuale prevista dal TIQV;
- l'ordine di prevalenza e il peso dei fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione dei clienti in relazione alla risposta ai reclami scritti;
- la numerosità minima del campione da intervistare per ciascuna azienda per ottenere risultati statisticamente significativi (cioè con un margine di errore considerato accettabile per il confronto tra aziende);
- le metodologie di rilevazione più consone in relazione agli scopi dell'indagine, prendendo come riferimento la metodologia dell'indagine sui call center, che negli anni ha dato buoni risultati in termini di miglioramento dei servizi ai clienti.

L'indagine pilota si è articolata in una fase qualitativa (*focus group* e interviste in profondità con clienti con esperienza di reclamo o associazioni dei consumatori), tra la fine di luglio e la fine di settembre 2017, e in una fase quantitativa, articolata in 1014 interviste telefoniche a clienti che avevano ricevuto una risposta scritta nei giorni precedenti alla chiamata. Le interviste sono state effettuate tra il 3 e 23 ottobre 2017. Al termine dall'elaborazione dei risultati è stato messo a punto un indice sintetico di *customer satisfaction* (ICS).

Le varie fasi del processo, che hanno coinvolto le imprese e le associazioni, sono state illustrate in tre incontri tecnici con le associazioni dei clienti domestici e le associazioni di impresa; è stato inoltre costituito un gruppo di coordinamento con le imprese che sono state coinvolte nell'indagine pilota, per concordare le modalità operative (la fornitura degli elenchi di clienti, ecc.) e a cui è stato chiesto di inserire nelle lettere di risposta inviate un apposito messaggio per preannunciare l'effettuazione dell'indagine e aumentare il tasso di adesione alle interviste, nonché per dare le informazioni obbligatorie ai sensi della normativa sulla privacy.

I risultati dell'indagine pilota saranno pubblicati in forma sintetica nel primo *Rapporto annuale sui reclami e le controversie* di cui al TIQV.

Dall'1 gennaio 2017 sono entrate in vigore anche le modifiche al *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica* (TIQE) e al *Testo unico della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas* (RQDG), introdotte dalla delibera 413/2016/R/com. Dette modifiche hanno esteso ai reclami telefonici (con previsione di uno standard generale) e alle richieste in sede di conciliazione paritetica (con previsione di standard specifico) la disciplina relativa ai tempi di risposta dei distributori alle richieste dati che i venditori avanzano per rispondere a un reclamo o a una richiesta di informazione scritta di un loro cliente. Si è proceduto anche all'unificazione per entrambi i settori dell'indennizzo (pari a 25 euro) da corrispondere, nei casi di ritardo nella messa a disposizione dei dati al venditore, da parte del distributore (prima era differenziato per settore).

#### Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas

Il canale telefonico rappresenta il mezzo più immediato e più utilizzato dai clienti per mettersi in contatto con le aziende di vendita energia. L'Autorità, per tutelare i clienti, ha fissato, sin dal 2008, gli obblighi minimi e standard generali per i servizi telefonici che devono essere rispettati da tutte le aziende di vendita. I livelli standard obbligatori riguardano l'accessibilità al servizio (per limitare code di attesa troppo elevate e ridurre il fenomeno delle linee occupate), il livello di servizio (percentuale di chiamate andate a buon fine con un colloquio con un operatore) e i tempi medi di attesa per parlare con un operatore. Tra gli obblighi minimi che le aziende devono garantire sono:

- la semplicità del risponditore automatico nell'albero fonico, che deve essere tale da permettere di parlare con un operatore dopo non più di due scelte (tre se sono presenti più servizi);
- l'orario di disponibilità del servizio con un operatore per almeno 35 ore alla settimana;
- garantire almeno un numero verde da rete fissa per operatore;
- l'informazione ai clienti del numero telefonico per mettersi in contatto con il venditore, con la pubblicazione, su internet e sulle fatture, del numero telefonico del call center, degli orari e del tipo di chiamate abilitate.



I livelli fissati dall'Autorità per gli standard e gli obblighi del servizio sono stati aggiornati dall'1 gennaio 2017, a tutela dei clienti finali, in considerazione dell'evoluzione delle esigenze dei clienti medesimi e dei miglioramenti conseguiti dalle aziende nel corso degli ultimi anni.

Per i venditori che servono fino a 10.000 clienti è prevista una disciplina semplificata, considerato che in questi casi il cliente frequentemente entra in contatto diretto con loro tramite gli sportelli presenti sul territorio.

Le aziende di vendita con almeno 50.000 clienti finali e una media giornaliera di chiamate ai propri call center uguale o superiore a 400 sono anche sottoposte, ogni semestre, a una indagine demoscopica di *customer satisfaction* presso i clienti che hanno effettivamente usufruito del servizio, in modo da garantire la verifica costante della qualità dei call center.

Il monitoraggio mira a prevenire possibili fenomeni di peggioramento del servizio, visti i buoni livelli raggiunti nel corso degli anni, e ricomprende, tra le imprese sottoposte all'indagine, anche i venditori con elevate percentuali di clienti serviti in regimi di tutela. Dal 2018 tale indagine diventa annuale, ma svolta su un arco di tempo tale da raggiungere comunque l'obiettivo di monitorare costantemente la qualità delle risposte ai clienti.

La tavola 8.5 riporta gli indicatori e gli standard generali che devono essere rispettati dalle aziende di vendita.

### Rapporto Annuale sulla qualità dei servizi telefonici

Nel mese di giugno 2017 è stato pubblicato il secondo *Rapporto Annuale sulla qualità dei servizi telefonici*, che ha sostituito la graduatoria dei call center pubblicata sino alla fine del 2014. Esso oltre a dar conto del rispetto degli obblighi e degli standard generali – obblighi di orari di apertura minimi, di gratuità per le chiamate da rete fissa in caso di call center con automatismi (*interactive voice response* – IVR), della possibilità di parlare con un operatore già al secondo livello di dell'IVR – fornisce informazioni individuali sul rispetto degli standard minimi comunicati da ciascun venditore con più di 50.000 clienti finali alimentati in bassa tensione e/o in bassa pressione. Nel Rapporto pubblicato nel 2017 sono, inoltre, evidenziati i risultati complessivi delle due indagini demoscopiche semestrali e sono poste in risalto sia la disponibilità di servizi tipicamente legati al call center (facilità di navigazione e gestione delle code di chiamate in attesa del colloquio con l'operatore nei momenti di intenso traffico) sia la gamma di altri strumenti di contatto offerti.

Il Rapporto in questione è caratterizzato da un perimetro più ampio rispetto ai soli servizi telefonici, poiché comprende anche gli altri canali di contatto e *customer care* che i venditori hanno affiancato ai canali tradizionali, telefonici e sportello, con l'evolversi del mercato e delle tecnologie di comunicazione.

I numeri telefonici soggetti agli obblighi sono risultati 112 (alcune imprese infatti mettono a disposizione della clientela più numeri di telefono), per un totale di clienti elettrici e gas pari, nel secondo semestre del 2017, a circa 51 milioni, di cui 28,2 milioni in tutela (di

### TAV. 8.5

Standard generali di qualità dei call center

INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD Dal 1° gennaio 2017
Accessibilità al servizio (AS)	Rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del call center con presenza di operatori.	AS $\geq$ 95%
Tempo medio di attesa (TMA)	Tempo, espresso in secondi, intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata attraverso l'ausilio di un risponditore automatico, e l'inizio della conversazione con l'operatore o di conclusione della chiamata in caso di rinuncia prima dell'inizio della conversazione con l'operatore.	TMA $\leq$ 180 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine e il numero di chiamate che arrivano ai call center chiedendo di parlare con un operatore.	LS $\geq$ 85%

Fonte: ARERA.

cui il 65,2% in maggior tutela) e 22,8 milioni nel mercato libero (di cui il 60,5% elettrici).

Le analisi, anche nel 2017, hanno rivelato che il numero di clienti serviti nel mercato libero impatta in modo nettamente superiore sul numero di chiamate ricevute dal call center rispetto ai clienti in tutela e questo effetto risulta più rilevante nel settore gas. Il numero di chiamate si rivela influenzato, secondo un ordine di importanza, dal numero di clienti del mercato libero elettrico, del servizio di tutela gas, del servizio di maggior tutela ed, infine, del mercato libero gas.

Per quanto riguarda l'indagine di *customer satisfaction*, le imprese partecipanti sono state 28 nel primo semestre e 27 nel secondo semestre (le imprese con più di 50.000 clienti che ricevono in media almeno 400 chiamate al giorno).

L'indice di soddisfazione (ICS) non sembra influenzato né dalla dimensione aziendale né dai due indicatori TMA (tempo medio di attesa) e LS (livello del servizio), i cui valori sono già molto elevati e consente in media ai clienti di accedere rapidamente sia all'IVR sia all'operatore telefonico. Una maggior influenza sull'ICS è riscontrata nella percentuale dei clienti del mercato libero di ciascuna azienda. Il livello di soddisfazione complessivo, misurato dall'indice ICS nel 2017, si è confermato in media ancora elevato (figura 8.2)

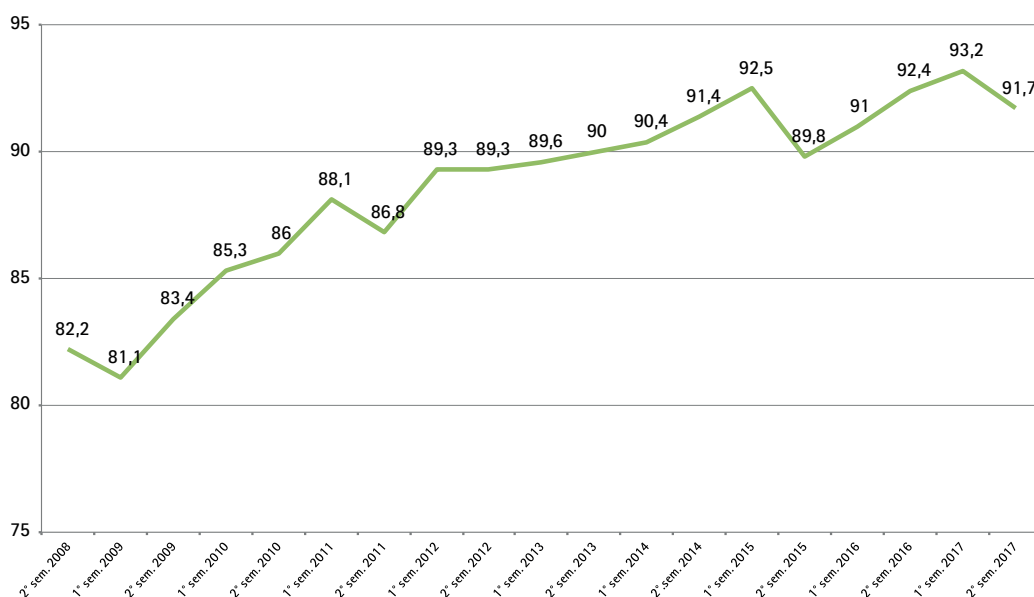
Le aziende che erogano anche altri servizi rispetto all'elettricità e al gas registrano risultati lievemente superiori e ciò potrebbe essere determinato, in parte, dal fatto che le aziende multiutility godono, da parte dei propri clienti, di una percezione di affidabilità e solidità derivata dall'essere degli *incumbent*.

Per quanto riguarda le maggiori criticità rilevate durante le interviste, come gli anni scorsi, esse riguardano un 22,2% di clienti che ha dovuto telefonare più volte e, fra questi, un 32,9% che dichiara di aver ottenuto risposte poco coerenti. La capacità di *problem solving*, la cortesia e la chiarezza delle risposte fornite risultano essere i fattori che, a giudizio del cliente, sono maggiormente importanti e che, in esito alle indagini, hanno fatto registrare la maggiore insoddisfazione. Tra questi, anche quest'anno si sono mostrati maggiormente insoddisfatti i clienti delle aziende che hanno dichiarato di aver ottenuto, nelle chiamate successive, risposte poco o per nulla coerenti tra loro.

Per quanto riguarda i canali ulteriori di contatto, 38 imprese su 54 hanno dichiarato di mettere a disposizione del cliente altre modalità di contatto oltre al call center (sportelli territoriali, sportelli virtuali su web, App). I flussi di contatto gestiti dalle aziende

**FIG. 8.2**

Indice di soddisfazione - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (II semestre 2008 - II semestre 2017).



Fonte: ARERA.

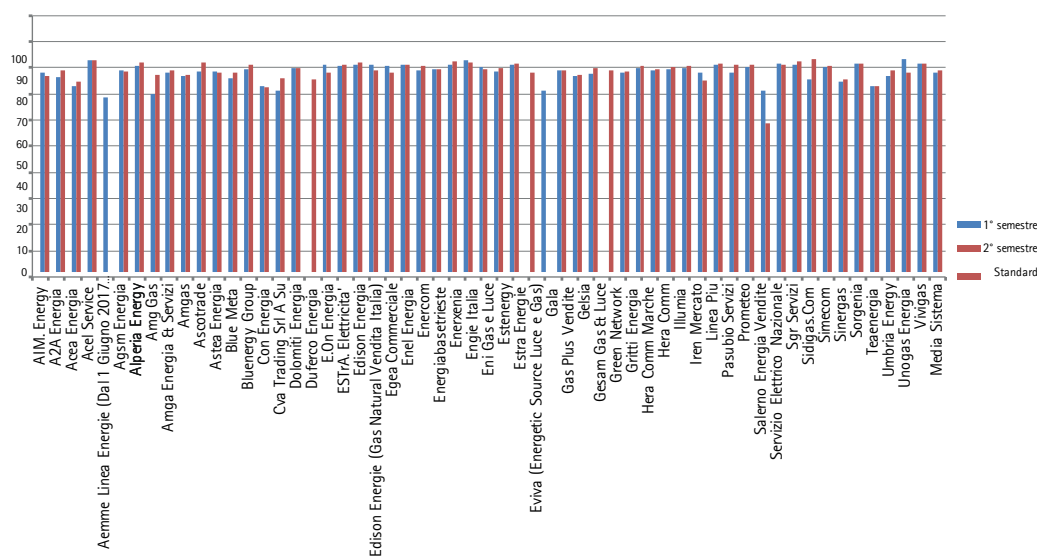
mostrano come il canale telefonico e il tradizionale sportello siano sempre più affiancati dagli altri canali di contatto ed erogazione di servizi, i cui flussi di utilizzo da parte dei clienti diventano sempre più consistenti.

Infatti, al canale telefonico e agli sportelli territoriali sempre più imprese affiancano "sportelli virtuali" attraverso i quali i clienti possono gestire le proprie pratiche. Sotto questo profilo i dati sui servizi dispositivi tramite sito internet o applicazioni per dispositivi mobili sono sensibilmente in crescita.

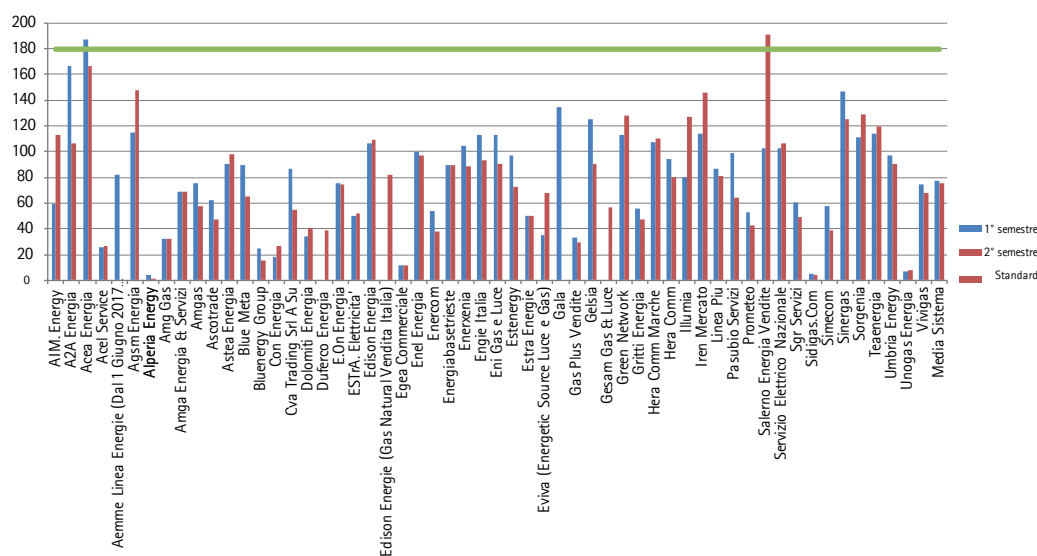
In particolare, emerge un ruolo non trascurabile del web, sia nella gestione delle pratiche che nell'informazione, per le imprese di maggiori dimensioni e, in particolar modo, per quelle con scarsa presenza di sportelli sul territorio e per le *newcomer*. Il *Rapporto sulla qualità dei servizi telefonici* conferma, nel complesso, buoni risultati in termini di servizio e di qualità percepita. Le figure 8.3 e 8.4 riportano i livelli di servizio e i tempi medi di attesa registrati dalle principali aziende di vendita di energia elettrica e gas nel primo e nel secondo semestre 2017.

FIG. 8.3

Livello di servizio - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2017). Livello di servizio (minimo 85%).



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati dichiarati dalle imprese di vendita.



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati dichiarati dalle imprese di vendita.

FIG. 8.4

Tempo medio di attesa - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center (I e II semestre 2017). Tempo medio di attesa (massimo 180 secondi).

# Efficienza del consumo

## Energy footprint

Con il documento per la consultazione 14 dicembre 2017, 865/2017/R/efr, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in relazione alla messa a disposizione dei dati di consumo storici ai clienti finali (il cui diritto è stato esplicitato dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, in recepimento della Direttiva europea 2012/27/UE), completando e in parte rielaborando quanto presentato nel documento per la consultazione 23 aprile 2015, 186/2015/R/eel, al fine di tenere conto delle evoluzioni nel frattempo intercorse e, in particolare, della trasformazione digitale che investe anche il settore elettrico.

Con tale nuovo documento per la consultazione, l'Autorità ha perseguito l'obiettivo di rendere prioritariamente accessibili e fruibili al cliente finale i prelievi storici ovvero i dati inerenti alla propria impronta energetica (*energy footprint*) in formato digitale, nella prospettiva dello sviluppo di servizi innovativi per l'efficienza energetica e della gestione attiva della domanda, resi possibili dalla disponibilità dei nuovi strumenti messi in campo con il sistema di misurazione 2G.

In particolare, il documento per la consultazione 865/2017/R/efr, considerato il quadro normativo e regolatorio di riferimento, prevede:

- che i dati di prelievo siano resi accessibili attraverso il SII in quanto già depositario di tali informazioni ai sensi della legge n. 27/12, e della regolazione seguente;
- diversi step attuativi, il primo dei quali finalizzato all'accesso dei clienti finali alimentati in bassa tensione ai rispettivi dati di prelievo; sono rimandate invece a successivi procedimenti le disposizioni in merito all'accesso ai dati da parte di soggetti terzi autorizzati dal cliente finale – anch'esso previsto nel pacchetto delle misure delineate dal decreto legislativo n. 102/14 – ai quali i dati potranno comunque essere trasferiti in prima applicazione direttamente dal cliente finale stesso, e dei clienti di maggiori dimensioni;
- che le informazioni rese disponibili riguardino:
  - i dati storici di fatturazione, che riportano i dati di misura di energia elettrica (attiva e reattiva) e i relativi prelievi, nonché il dato di potenza massima prelevata nel mese, articolati per le fasce orarie predefinite o

configurate nel caso il cliente finale abbia in dotazione un misuratore 2G;

- i dati storici del profilo temporale di prelievo, con una profondità sino a 24 mesi ove disponibili (che corrispondono ai dati già previsti in disponibilità del SII quale attore intermedio della *chain* 1, che ha come destinatario ultimo il venditore), che riportano le misure quartorarie dell'energia elettrica prelevata e della potenza massima prelevata (nel mese nel caso di misuratori di prima generazione, in ciascun giorno nel caso di un misuratore 2G);
- la messa a disposizione digitale dei dati attraverso un portale web ("Portale consumi"), predisposto dal gestore del SII, strutturato in modo tale da consentire ai clienti di:
  - accedere a un servizio semplificato di reporting, tramite browser, funzionale a facilitare la lettura e la comprensione dei dati, attraverso la produzione di semplici elaborazioni su tali dati;
  - scaricare e acquisire i suddetti dati in un formato informatico di uso comune che non comporti particolari vincoli tecnici all'acquisizione e all'utilizzabilità dei dati, cioè neutro rispetto agli strumenti tecnologici necessari per la fruizione (servizio di *download*).

Nel documento sono inoltre riportati gli orientamenti in merito all'individuazione delle modalità di autenticazione del cliente finale. In particolare a questo fine l'Autorità ha previsto l'adozione del Sistema pubblico di identità digitale (SPID), istituito dall'Agenzia per l'Italia digitale, creato in particolare per l'accesso ai servizi di pubblica utilità come quelli in parola, evitando così di duplicare e gestire nel SII i dati personali dei clienti necessari all'accesso. In particolare, nel documento è stato previsto che sia utilizzato il livello di protezione corrispondente al primo livello della classificazione dello stesso sistema SPID.

L'esigenza che l'Autorità intervenga rafforzando il diritto di accesso ai dati di prelievo da parte dei clienti finali, al fine di aumentarne la consapevolezza, secondo le modalità esposte del documento, è stata ribadita anche dalle disposizioni contenute nella legge 27 dicembre 2017, n. 205 (*legge di bilancio 2018*); in particolare l'art. 1 comma 8, stabilisce, nell'ambito delle misure finalizzate a neutralizzare i

fenomeni delle "maxibollette", che "Entro il 1° luglio 2019, il soggetto gestore del Sistema informativo integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas, di cui all'art. 1-bis del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, provvede agli adeguamenti necessari per permettere ai clienti finali di accedere attraverso il Sistema medesimo ai dati riguardanti i propri consumi, senza oneri a loro carico. Le disposizioni per l'attuazione del primo periodo sono adottate con delibera dell'Autorità di Regolazione per energia reti e ambiente [...], nel rispetto delle norme in materia di protezione dei dati personali, sentito il parere del Garante per la protezione dei dati personali". Tale volontà del legislatore sostiene la necessità di dare continuità al percorso di riforma già intrapreso dall'Autorità sulla gestione dei dati di misura, riforma che pone al centro l'effettiva implementazione del succitato diritto di accesso ai dati da parte dei clienti finali col fine ultimo di aumentarne la consapevolezza e aprire la strada al dispiego effettivo di scenari di applicazione ove il consumatore è parte sempre più attiva.

### **Meccanismo dei Titoli di efficienza energetica: istruttoria conoscitiva**

Pubblicato nel mese di aprile 2017, il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con Il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 11 gennaio 2017 ha profondamente rivisitato il meccanismo dei titoli di efficienza energetica prevedendo nuove modalità operative per la valutazione dei risparmi energetici conseguiti e il riconoscimento dei corrispondenti certificati bianchi, oltre a definire nuovi obiettivi annuali di risparmio energetico sino al 2020. In precedenza l'Autorità, con il provvedimento 22 dicembre 2016, 784/2016//efr, aveva rilasciato al Ministero dello sviluppo economico parere favorevole in merito al corrispondente schema di decreto pervenute, indicando al contempo la necessità di alcune modifiche e integrazioni e fornendo alcuni suggerimenti.

In tale contesto, con la delibera 28 aprile 2017, 292/2017/E/efr, l'Autorità ha chiuso l'istruttoria conoscitiva avviata con la delibera 1 dicembre 2016, 710/2016/E/efr, con l'approvazione del documento recante "*Resoconto dell'indagine conoscitiva relativa all'andamento del mercato dei Titoli di efficienza energetica (certificati bianchi)*". L'indagine conoscitiva era stata avviata dopo aver riscontrato nell'ambito del monitoraggio da parte del GME scambi

di Titoli di efficienza energetica (TEE) in borsa a prezzi particolarmente alti rispetto allo storico e caratterizzati da una maggiore volatilità. Essa è stata finalizzata a valutare l'opportunità dell'adeguamento delle modalità di determinazione del contributo tariffario, ai fini di aumentare l'efficienza del meccanismo con il supporto del GME in qualità di soggetto attuatore ed emittitore dei TEE, nonché dello stesso GME in qualità di soggetto gestore del mercato dei titoli.

In particolare l'istruttoria si è articolata nell'acquisizione di specifiche informazioni con riferimento ai prezzi degli scambi di TEE e al ruolo delle diverse tipologie di operatori tipicamente coinvolti negli scambi (i distributori soggetti agli obblighi, gli altri soggetti ammessi al meccanismo dei titoli ai sensi dell'art. 7 del decreto interministeriale 28 dicembre 2012 e i c.d. soggetti *trader*) nonché in merito all'andamento delle emissioni di TEE e al rapporto tra i titoli richiesti da parte degli operatori e alla valutazione dell'andamento, negli scorsi anni, delle verifiche dell'ottemperamento degli obiettivi di risparmio energetico in capo alle imprese distributrici. Analizzando le emergenti specificità e criticità del meccanismo nel suo complesso, è stato evidenziato, tra l'altro, che la tensione osservata sui mercati è sembrata correlata a diversi aspetti, forieri di per sé di rialzo dei prezzi: l'incertezza per le nuove regole e la conseguente difficoltà da parte degli operatori a prevedere la propria disponibilità di TEE; l'aumento degli obblighi aggiornati degli anni d'obbligo 2015 e 2016 per effetto della flessibilità prevista dalla normativa e del raggiungimento di medio-basse quote di adempimento degli obblighi negli ultimi anni; l'aspettativa per una futura restrizione intrinseca dell'offerta di TEE, sia per effetto delle modifiche nelle modalità di quantificazione ed emissione, sia per l'oggettivo aumento dei costi sottesi alle future iniziative di efficienza energetica.

### **Meccanismo dei Titoli di efficienza energetica: attività assegnate all'Autorità nell'ambito del contributo tariffario**

In considerazione di quanto emerso nell'istruttoria, e al fine di tenere conto anche delle nuove prescrizioni del decreto interministeriale 11 gennaio 2017 nel frattempo pubblicato, l'Autorità, con la delibera 15 giugno 2017, 435/2017/R/efr, ha tempestivamente ridefinito alcuni aspetti delle regole di determinazione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori adempienti, al termine della consultazione degli operatori di

cui al documento 5 maggio 2017, 312/2017/R/efr. I successivi provvedimenti 6 luglio 2017, 514/2017/R/efr, e 14 settembre 2017, 634/2017/R/efr, hanno modificato alcuni aspetti puntuali delle regole di determinazione del contributo tariffario, al fine di prevederne la dilazione dell'entrata in vigore e l'ulteriore gradualità nell'applicazione.

Per effetto dei provvedimenti di cui sopra, le regole di determinazione del contributo tariffario ora vigenti prevedono, tra l'altro:

- l'utilizzo, al fine della determinazione del contributo definitivo, dei soli scambi avvenuti sul mercato conclusi a un prezzo compreso entro un intervallo del  $\pm 12\%$  rispetto alla sessione precedente, definendo allo scopo il "prezzo di riferimento rilevante di sessione" (che il GME dovrà pubblicare sul proprio sito internet in conclusione di ciascuna sessione di mercato);
- la definizione del contributo di riferimento, da utilizzarsi nella formula del contributo definitivo, tenendo conto della media pesata (sui volumi delle transazioni di mercato e tramite accordi bilaterali) degli ultimi due contributi definitivi, prevedendo un transitorio per l'anno d'obbligo 2017 per il quale è previsto un peso maggiore al contributo definitivo 2016 rispetto a quello del 2015;
- la modifica dei parametri costituenti il coefficiente  $k$  (applicato, nella formula di determinazione del contributo definitivo, alla differenza tra il contributo di riferimento e i prezzi di scambio sul mercato), con progressività e gradualità;
- l'introduzione progressiva del criterio di competenza, in luogo dell'attuale di cassa, al fine di determinare quale contributo tariffario da riconoscere alle porzioni di obiettivo ottemperate;
- la definizione del contributo tariffario da erogare in occasione della nuova scadenza annuale per il raggiungimento degli obiettivi entro il 30 novembre di ciascun anno, procedendo con l'erogazione in acconto sulla base del contributo definitivo dell'anno precedente, a valere su una quantità limitata di obiettivo in capo a ciascun distributore.

La delibera 435/2017/R/efr ha previsto altresì che le modifiche introdotte non fossero retroattive ovvero che, per quanto riguarda le verifiche del conseguimento dell'anno d'obbligo 2016 (da comunicare da parte dei distributori entro il 31 maggio 2017), rimanessero

vigenti le regole di determinazione del contributo tariffario precedentemente definite. Per effetto di ciò, l'Autorità, per il tramite della Direzione Mercati Retail (con la determina 14 luglio 2017, 10/2017-DMRT), ha definito il contributo tariffario unitario definitivo per l'anno d'obbligo 2016 tenendo conto del valore medio ponderato degli scambi di titoli di efficienza energetica registrati presso il mercato organizzato nel periodo compreso tra giugno 2016 e maggio 2017, risultato pari a 191,40 €/TEE. Sulla base di tale valore, il GSE, con comunicazione nel mese di settembre 2017, ha comunicato alla CSEA gli esiti delle proprie valutazioni dei titoli annullati da ciascuna impresa di distribuzione soggetta agli obblighi, disponendo le erogazioni corrispondenti per circa 768 milioni di euro a valere sul Conto oneri, derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, e per circa 615 milioni di euro a valere sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale. Si rimanda al capitolo relativo alle attività sanzionatorie per i seguiti relativi alle inadempienze riscontrate.

Per quanto riguarda la ripartizione degli obiettivi annuali di risparmio energetico tra ciascuna impresa di distribuzione di energia elettrica e gas naturale soggetta agli obblighi, il decreto interministeriale 11 gennaio 2017 ne ha confermato la responsabilità all'Autorità che, nelle more di tale decreto e della definizione degli obiettivi annuali per gli anni successivi al 2016, con la precedente delibera 6 ottobre 2016, 557/2016/R/efr, aveva individuato criteri e modalità, in coerenza con la normativa allora vigente, i cui aspetti in materia sono stati confermati dal successivo intervento normativo.

Ai sensi di tale delibera, una volta promulgato il decreto, l'Autorità ha disposto l'avvio della raccolta dati relativi alle quantità di energia elettrica e gas naturale distribuite nell'anno solare 2015; con i dati e le informazioni preventivamente raccolte, l'Autorità, ha potuto trasmettere al Ministero dello sviluppo economico e al GSE la quota parte dell'obiettivo totale per l'anno 2017 (pari a 5,34 Mtep/anno) in capo a ciascun soggetto obbligato (determina 12 aprile 2017, 6/2017-DMRT). Analogamente, nel mese di novembre 2017 sono stati raccolti i dati relativi all'anno solare 2016, in base ai quali è stata calcolata la ripartizione degli obiettivi 2018 (pari a 5,57 Mtep/anno) trasmessa al Ministero dello sviluppo economico e al GSE (determina 29 gennaio 2018, 1/2018-DMRT).

# Monitoraggio retail

## Monitoraggio dei mercati al dettaglio

Il decreto legislativo n. 93/11, in attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, ha stabilito che l'Autorità effettui il monitoraggio dei mercati al dettaglio con riferimento sia al settore elettrico sia al settore del gas naturale. Tale attività è stata avviata dall'Autorità, per entrambi i settori del mercato della vendita alla clientela di massa, con il *Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale* (TIMR). Con riferimento all'anno 2016, il rapporto 801/2017/II com illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio, descrivendo, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti nel primo quinquennio di monitoraggio (2012-2016). Coerentemente con i Rapporti precedenti, il documento in oggetto analizza i dati 2016 raccolti in materia di:

- struttura dell'offerta e di dinamiche concorrenziali nel settore della vendita alla clientela di massa;
- frequenza con cui i clienti cambiano il fornitore (*switching*) o rinegoziano il proprio contratto col fornitore attuale;
- processi e meccanismi organizzativi a supporto del funzionamento del mercato della vendita;
- morosità, come valutata dall'analisi delle richieste di sospensione della fornitura e su indicatori di tipo economico, quali le fatture e gli importi non pagati.

I risultati dell'attività di monitoraggio confermano per il 2016, in primo luogo, l'assenza di rilevanti problematiche per i clienti MT altri usi, seppure con qualche accenno di minore dinamicità. Pertanto, nel Rapporto, non si evidenzia la necessità di interventi regolatori specifici a riguardo, ma solo l'opportunità di limitare l'azione dell'Autorità a un attento monitoraggio dei fenomeni riscontrati. Diversamente da quanto riscontrato negli anni passati, per i clienti

BT altri usi le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita hanno mostrato incoraggianti segnali di vivacità. Tali segnali sono meritevoli di particolare attenzione anche al fine di trovarne conferma negli anni futuri. Per contro, i risultati emersi per i clienti domestici nel settore elettrico, e per i clienti domestici e i condomini uso domestico nel settore del gas naturale, suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento regolatorio al superamento delle tutele di prezzo. In merito, nel rapporto si pone attenzione in primo luogo al fatto che i livelli di concentrazione registrati per la clientela domestica non migliorano nonostante il costante ingresso di nuovi piccoli fornitori nella vendita di energia elettrica e gas.

Viene pertanto evidenziata una certa frammentazione dal lato dell'offerta, con riferimento ai piccoli esercenti la vendita. D'altra parte, per entrambi i settori, viene evidenziata la necessità di tener conto della scarsa partecipazione della domanda. Quest'ultima, associata al vantaggio competitivo (che nel settore elettrico sembra addirittura mostrare segnali di crescita) degli esercenti la maggior tutela e dei venditori storici, infatti, può destare alcuni elementi di criticità in un contesto in cui stanno aumentando le uscite dai servizi di tutela dei clienti di minore dimensione, in precedenza meno attivi. Tali elementi vanno ben ponderati alla luce dell'evoluzione del mercato *retail*, al fine di evitare che nel prossimo contesto di superamento delle tutele di prezzo i clienti non riescano a cogliere l'occasione di beneficiare di tutte le opportunità offerte dal mercato libero.

L'Autorità, nel corso del 2017, con la delibera 28 giugno 2017, 495/2017/R/com, ha continuato l'aggiornamento del sistema del monitoraggio *retail*. Ciò sia sfruttando maggiormente le potenzialità del SII nel raccogliere i dati oggetto del monitoraggio e minimizzare gli oneri informativi per gli operatori, sia includendo all'interno del perimetro del monitoraggio *retail* alcuni fenomeni già oggetto di raccolte dati ai sensi di altre discipline.





# 9.

## Tutela dei consumatori

---

Intersettoriale

---

# Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori di energia elettrica e di gas

---

## Informazione in relazione all'attuale previsione del superamento delle tutele di prezzo e ulteriori iniziative di capacitazione a vantaggio dei clienti finali di piccole dimensioni

---

Con riguardo al tema dell'informazione a tutela dei consumatori l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito Autorità) ha attivato e costantemente aggiornato uno sportello unico di informazione, comprensivo anche di servizio di *call center*, destinato ai clienti finali dei settori elettrico e gas, relativamente ai loro diritti, alla normativa in vigore e alle modalità di risoluzione delle controversie. Esso è denominato "Sportello per il consumatore energia e ambiente" ed è più diffusamente trattato nel seguito<sup>1</sup>. La sua gestione è affidata in avvalimento ad Acquirente unico – in base all'art. 27, comma 2, della legge 23 luglio 1999, n. 99, e all'art. 44, comma 4, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 – che attualmente opera sulla base della delibera 14 luglio 2016, 383/2016/E/com, e del relativo progetto operativo. In particolare il progetto per gli anni 2017-2019, approvato con la delibera 6 dicembre 2016, 727/2016/E/com, prevede un rafforzamento delle attività di informazione sulla liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, e ricomprende, in attuazione della delibera 1 febbraio 2018, 51/2018/R/com, anche specifiche attività di assistenza informativa telefonica gratuita, quali ausili attivi ai consumatori per la consultazione del Portale di comparazione delle offerte, dettagliato di seguito.

Inoltre, sulla base delle evidenze relative al *Rapporto di monitoraggio retail* 2014 e 2015, che hanno fatto emergere come i clienti finali continuano ad avere una scarsa conoscenza del mercato e degli strumenti già approntati a loro tutela per accompagnarli nella transizione verso il mercato libero come modalità normale di approvvigionamento, e coerentemente al quadro delle proposte delineate a livello europeo per la realizzazione di un nuovo modello di mercato dell'energia<sup>2</sup> che include tra i vari obiettivi quello di stimolare la partecipazione attiva del cliente finale al mercato, l'Autorità con la delibera 25 maggio 2017, 375/2017/R/com, ha avviato un procedimento per la definizione del quadro degli strumenti regolatori esistenti e per la promozione di nuovi strumenti regolatori per l'informazione e la capacitazione dei clienti finali domestici e delle piccole imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale. Ciò ritenendo che un'informazione mirata a tale tipologia di clienti, da un lato, permetta ai medesimi di superare la diffidenza acuita dalla limitata conoscenza del mercato e, dall'altro, rappresenti il presupposto per capacitare il cliente, consentendogli di esercitare la propria autotutela consapevole nel mercato. Successivamente è intervenuta la legge 4 agosto 2017, n. 124 (c.d. *Legge annuale per il mercato e la concorrenza*), entrata in vigore il

---

<sup>1</sup> Si veda al paragrafo "Il sistema di tutele dei clienti finali e degli utenti finali", in questo stesso Capitolo.

<sup>2</sup> Si vedano le proposte di direttiva del Parlamento e del Consiglio europei *Clean Energy for All Europeans – unlocking Europe's growth potential*, denominata *Winter Package*, e in particolare le proposte di direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (rifusione) con i relativi allegati – Com (2016) 864 final, Annexes 1 to 5.

29 agosto 2017, che, tra l'altro, ha stabilito che dall'1 luglio 2019 vengano definitivamente superate le tutele di prezzo, come illustrato nel precedente capitolo. Nel merito degli interventi a supporto dell'ulteriore sviluppo del mercato *retail* e a carattere informativo a vantaggio dei clienti finali, ha previsto che:

- a decorrere dall'1 gennaio 2018, i clienti finali di energia elettrica riforniti in maggior tutela debbano ricevere adeguata informativa da parte di ciascun fornitore in relazione al superamento delle tutele di prezzo, secondo le modalità definite dall'Autorità entro novanta giorni dall'entrata in vigore;
- l'Autorità garantisca la pubblicizzazione e la diffusione delle informazioni in merito al superamento delle tutele di prezzo e alle condizioni di svolgimento dei servizi a beneficio dei clienti, anche avvalendosi della società Acquirente unico.

Con la delibera 10 novembre 2017, 746/2017/R/com, l'Autorità, in attuazione dell'art. 1, comma 69, della legge n. 124/17, ha previsto ulteriori iniziative di capacitazione a vantaggio dei clienti finali di piccole dimensioni e, ai sensi dell'art. 1, comma 72, della medesima legge, la realizzazione di un progetto di pubblicizzazione e diffusione delle informazioni in avvalimento ad Acquirente unico. In particolare, la delibera 746/2017/R/com ha stabilito:

- che gli esercenti la maggior tutela e i fornitori nell'ambito del servizio di tutela gas, a partire dall'1 gennaio 2018 e sino a giugno 2019, debbano inviare ai loro clienti, all'interno della fattura sintetica, un'apposita informativa in merito alla rimozione delle tutele di prezzo, il cui contenuto verrà definito dall'Autorità al fine di garantirne la terzietà, la neutralità e l'imparzialità;
- che il contenuto di tale informativa sia a carattere dinamico, così da permettere una maggior incisività in relazione al periodo

temporale nel quale l'informativa è veicolata. In particolare la prima comunicazione, che informa il cliente che dall'1 luglio 2019 non saranno più disponibili contratti con condizioni di fornitura a prezzo definito e aggiornato dall'Autorità e che entro tale data sarà necessario scegliere un'offerta sul mercato libero, è in corso di diffusione, essendo previsto il suo inserimento in due fatture emesse nel primo semestre 2018. Sono altresì previste due ulteriori informative, anche con riferimento alla presenza di strumenti di capacitazione per il cliente finale per l'accesso consapevole al mercato disposti dall'Autorità, che dovranno essere riportate in tutte le fatture emesse rispettivamente nel secondo semestre 2018 e nel primo semestre 2019;

- che i venditori a decorrere dall'1 gennaio 2018 pubblichino sulla home page del proprio sito internet il link della sezione "Evoluzione mercati al dettaglio" del sito web dell'Autorità dedicato al superamento delle tutele di prezzo e indirizzino il cliente finale, all'atto della richiesta telefonica di informazione in merito al proprio contratto con riferimento al superamento della tutela di prezzo, al sito web dell'Autorità e al *call center* dello Sportello;
- l'implementazione di un progetto di comunicazione multimediale per pubblicizzare e diffondere le informazioni in merito al superamento delle tutele di prezzo, alle condizioni di svolgimento dei servizi e agli strumenti per rafforzare la capacitazione dei clienti finali, anche richiedendo, con riferimento al nuovo regime concessorio del servizio pubblico radiotelevisivo, la disponibilità di spazi gratuiti per veicolare specifici messaggi sull'evoluzione del mercato *retail*, a vantaggio di tutti i clienti finali, nell'ambito della più ampia collaborazione istituzionale.

## Strumenti per il confronto dei prezzi per i servizi elettrico e gas

### Trova offerte

Nel corso del 2017 sono stati oltre 370.000 gli accessi complessivi alla pagina iniziale del Trova offerte, il sistema di ricerca e confronto delle offerte commerciali rivolte ai clienti domestici dei servizi elettrico e gas<sup>3</sup> pubblicato sul sito internet dell'Autorità, mentre i calcoli effettuati (visualizzazione della pagina dei risultati) nel medesimo arco temporale risultano circa 550.000. Al 31 marzo 2018 il sistema contava la partecipazione volontaria di 31 imprese di vendita, tra cui i maggiori operatori a livello nazionale e regionale, e alcuni soggetti operanti su scala locale.

Per le ricerche compiute nel mese di marzo 2018 utilizzando il profilo di consumo medio del cliente domestico tipo<sup>4</sup>, nelle maggiori città italiane il sistema ha visualizzato, per il servizio elettrico, circa 60 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con la proposta più economica che offre potenziali risparmi, calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte e per abitazioni a Roma, di oltre 100 €/anno (-18,2%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di circa 160 €/anno (-26%) rispetto all'offerta meno economica. Rispetto alla situazione osservata a marzo 2017, la spesa lorda associata all'offerta più economica risulta ora superiore di circa 16 €/anno. Sempre considerando l'offerta più economica, il potenziale risparmio rispetto alla fornitura a condizioni regolate risulta oggi superiore, se posto a confronto con quello dello scorso anno (-64 €/anno a marzo 2017), mentre il potenziale risparmio rispetto all'offerta meno economica risulta sostanzialmente invariato in confronto a quello riferibile al mese di marzo 2017 (-160 €/anno).

Per il servizio gas, nel mese di marzo 2018 il sistema ha visualizzato circa 35 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con la proposta

più economica che determina potenziali risparmi, calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte e per abitazioni a Roma, di circa 155 €/anno (-12,6%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di circa 340 €/anno (-24%) rispetto all'offerta meno economica. In confronto alla situazione osservata nel mese di marzo 2017, la spesa lorda associata all'offerta più economica risulta ora superiore di quasi 50 €/anno. Sempre considerando l'offerta più economica, a marzo 2018 il potenziale risparmio, se posto a confronto con quello riscontrabile un anno fa, risulta inferiore rispetto alla fornitura a condizioni regolate (-176 €/anno a marzo 2017) ed è invece più consistente rispetto all'offerta meno economica (-275 €/anno a marzo 2017).

La ricerca per offerte congiunte ha visualizzato fino a 12 risultati; la spesa annua associata all'offerta congiunta più economica visualizzata per la città di Roma risulta sostanzialmente allineata (-1 €/anno) a quella ottenuta sommando la spesa associata alle offerte più economiche per la fornitura singola di energia elettrica e di gas naturale disponibili nella medesima località (era invece più elevata nel mese di marzo 2017: +28 €/anno), e offre risparmi per quasi 260 €/anno (-14,4%) rispetto alla somma della spesa associata ai prezzi tutelati (a marzo 2017 il divario risultava pari a 212 €/anno) e di quasi 470 €/anno rispetto all'offerta congiunta meno economica. Per entrambi i servizi, elettrico e gas, si conferma, come per gli anni precedenti, che le offerte più economiche, in base alla lista dei risultati di ricerca, sono quelle che prevedono un prezzo della materia energia o gas naturale bloccato per almeno un anno, la stipulazione del contratto tramite internet, la domiciliazione dei pagamenti e l'invio di bollette in formato elettronico.

<sup>3</sup> Per una illustrazione esaustiva del sistema, si rimanda alla *Relazione Annuale 2012*, Vol. II, Capitolo 7, paragrafo "Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori".

<sup>4</sup> Servizio elettrico: abitazione di residenza anagrafica con potenza impegnata pari a 3 kW e consumo pari a 2.700 kWh/anno, ripartito per un terzo nella fascia F1 e per due terzi nella fascia F23. Servizio gas: consumo pari a 1.400 S(m<sup>3</sup>)/anno.

### Strumenti di confronto dei prezzi per i servizi elettrico e gas. Portale di comparazione delle offerte

Con la delibera 51/2018/R/com, l'Autorità ha adottato il regolamento per la realizzazione e gestione, da parte del gestore del Sistema informativo integrato (SII), di un portale con tutte le offerte presenti nei mercati *retail* rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale (Portale di comparazione delle offerte, di seguito: Portale offerte), ai sensi dell'art. 1, comma 61 della legge n. 124/17. In particolare, la delibera in parola stabilisce:

- i criteri generali per la realizzazione del Portale offerte;
- i criteri per il calcolo della spesa annua stimata associata a ciascuna offerta;
- il modello organizzativo e tecnologico del sito;
- le tempistiche per la sua implementazione per fasi successive.

Con specifico riferimento ai criteri generali, il regolamento allegato alla summezionata delibera prevede la pubblicazione in seno al Portale offerte, prima della loro immissione in commercio, unicamente delle offerte rivolte alla generalità di tutti i clienti di piccole dimensioni, mentre esclude dallo stesso quelle riservate a un gruppo chiuso di soggetti dotati di specifici requisiti distintivi<sup>5</sup> nonché le offerte con condizioni contrattuali ed economiche oggetto di negoziazione individuale. In sintesi, in seno al predetto regolamento, sono disciplinate le modalità di accesso degli utenti al sito che includono, in aggiunta all'accesso libero, anche la futura predisposizione, da parte del gestore del SII, di un accesso mediante identificazione dell'utente per permettere al Portale offerte di calcolare la spesa annua stimata delle offerte ivi visualizzate sulla base dei dati di prelievo presenti nel SII. Sono altresì stabilite: le informazioni richieste al cliente per la consultazione del sito (es. oggetto della fornitura); il contenuto della pagina di sintesi delle offerte risultante dalla ricerca, ossia, l'elenco delle offerte ordinate di *default*, sulla base del relativo valore di spesa crescente e con chiara distinzione tra quelle a prezzo fisso e a prezzo variabile; i criteri per l'affinamento della ricerca (mediante, filtri, soluzioni grafiche e ordinamenti delle offerte); le informazioni contenute nella pagina di dettaglio di

ciascuna offerta (es. descrizione di prodotti e/o servizi aggiuntativi, sconti, etc.).

Con riferimento al calcolo della spesa annua stimata associata a ciascuna offerta, sono individuate le modalità di stima del prelievo annuo dell'utente (e della sua ripartizione nel tempo), ove la medesima informazione non sia altrimenti disponibile, e, nel caso di offerte a prezzo variabile è previsto che tale spesa sia stimata con riferimento ai valori *forward* del prezzo/indice indicato in contratto per tenere conto dell'andamento dei prezzi delle *commodity* nel mercato all'ingrosso.

In relazione al modello organizzativo e tecnologico, è identificato un set minimo di criteri per lo sviluppo del Portale offerte tali da garantire, al contempo, livelli prestazionali adeguati, segnatamente, sotto il profilo della massima usabilità del sito da parte dell'utente (anche con l'ausilio di appositi sussidi informativi) nonché la necessaria flessibilità di adattamento nel tempo; a riguardo, è altresì prevista l'integrazione tecnica e funzionale del Portale in questione con il SII, in modo da sfruttare i relativi benefici e sinergie derivanti dagli sviluppi di quest'ultimo.

Quanto alle tempistiche di realizzazione del Portale Offerte, la delibera 51/2018/R/com dispone un'implementazione del sito per fasi, anche per meglio valutare eventuali successivi adattamenti del medesimo, prevedendo:

- entro cinque mesi dal provvedimento (dunque entro l'1 luglio 2018), la pubblicazione di tutte le offerte PLACET<sup>6</sup> di energia elettrica e di gas naturale proposte dagli esercenti obbligati ovvero i venditori che forniscono almeno un punto sul mercato libero nella titolarità di clienti connessi in BT, nel settore elettrico, o di clienti domestici, altri usi o condominio uso domestico con consumo annuo inferiore a 200.000 S(m<sup>3</sup>) nel gas;
- entro due mesi dal termine di cui sopra (dunque entro l'1 settembre 2018), la pubblicazione delle offerte di energia elettrica e gas naturale (incluse le *dual fuel*) rivolte ai clienti domestici e formulate sia dai venditori presenti nel Trova offerte alla data del provvedimento sia da quelli che pur non essendo ivi accreditati ne facciano richiesta;

<sup>5</sup> A titolo di esempio, sono escluse dal Portale offerte le offerte destinate ai dipendenti del venditore e delle imprese appartenenti al gruppo societario del medesimo.

<sup>6</sup> Le offerte PLACET (offerte a "prezzo libero a condizioni equiparate di tutela") sono offerte che i venditori devono formulare ai sensi della delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com, e coerentemente con quanto previsto all'art. 1, commi 62 e 63 della legge 124/17. Esse consistono in offerte facilmente comprensibili e comparabili proposte dai venditori di mercato libero, caratterizzate da condizioni generali di fornitura fissate dall'Autorità con l'eccezione delle condizioni economiche, i cui livelli sono liberamente definiti tra le parti, sebbene in accordo a una struttura predefinita di corrispettivi. Le offerte PLACET sono limitate alla sola fornitura della commodity, senza contemplare servizi aggiuntivi, né possono essere di tipo *dual fuel*.

- entro i tre mesi successivi dalla data di cui sopra (entro l'1 dicembre 2018), la pubblicazione di tutte le altre offerte di energia elettrica e di gas naturale e *dual fuel* rivolte alla generalità dei clienti finali di piccole dimensioni, pubblicizzate o diffuse sui siti internet e/o presso gli sportelli fisici dei venditori, su altri siti internet e sui principali mezzi di informazione con copertura territoriale almeno pari alla regione nonché delle offerte non pubblicizzate con le modalità in discorso qualora i venditori ne facciano richiesta;
- caricamento e pubblicazione nel Portale offerte di tutte le altre offerte residuali, con tempistiche da definire con successivo provvedimento.

Successivamente sarà valutata la possibilità di pubblicare nel Portale anche le offerte rivolte ai *prosumer*, quelle non tipizzabili come "a prezzo fisso" o "a prezzo variabile" e le offerte commercializzate attraverso specifici canali di vendita (porta a porta, mediante agenzia, etc.).

## Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti finali

Dall'1 gennaio 2017, come conseguenza della riforma del sistema di tutele<sup>7</sup>, anche l'attività di informazione verso i clienti finali svolta dallo Sportello per il consumatore di energia (ora Sportello per il consumatore energia e ambiente) è stata riorganizzata. In particolare, è stato modificato l'albero fonico del *call center* ed è stato potenziato il servizio di risposta scritta alle richieste di informazione. È stato inoltre predisposto un portale unico [www.sportelloperilconsumatore.it](http://www.sportelloperilconsumatore.it) in cui il cliente finale o l'utente dei servizi idrici può trovare schede informative sui più importanti aspetti della regolazione, la modulistica necessaria per l'accesso ai vari servizi forniti

dallo Sportello e un portale a cui iscriversi per avere direttamente accesso alle proprie pratiche.

Riguardo all'attività svolta dal *call center* dello Sportello dall'1 gennaio 2017 al 31 dicembre 2017, sono state gestite 321.952 chiamate (tavola 9.1) pervenute in orario di servizio. Hanno abbandonato senza attendere la risposta dell'operatore 40.199 utenti (20% in più rispetto al 2016), mentre il tempo medio di conversazione si è attestato su 191 secondi, in leggera flessione rispetto al 2016 che aveva fatto registrare 200 secondi. In flessione anche il tempo medio di attesa che passa da 147 secondi a 134 secondi.

### TAV. 9.1

Chiamate pervenute al call center dello Sportello – 2017 e I trimestre 2018

PERIODO	TOT. Pervenute	Pervenute (ORE 8 – 18)	CHIAMATE GESTITE					MEDIA ATTESA	MEDIA CONVERSATA (sec.)
			TOTALI	CON OPERATORE	CON RISPONDITORI AUTOMATICI	ABBANDONATE SENZA RISPOSTE OPERATORE	CHIAMATE FUORI ORARIO		
Totale 2017	422.036	362.151	321.952	321.952	-	40.199	59.885	134	191
I trimestre 2018	115.083	96.798	93.313	93.313	-	3.485	18.285	115	178

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente. Elaborazione su dati Genesys, Nextip e Ccontact.

<sup>7</sup> Si veda più diffusamente al paragrafo "Il sistema di tutele dei clienti e degli utenti finali" di questo stesso Capitolo.

Il rapporto (tavola 9.2) fra chiamate ricevute da rete fissa (49% del totale) e rete mobile (51% del totale) è risultato in linea con quello registrato nel 2016).

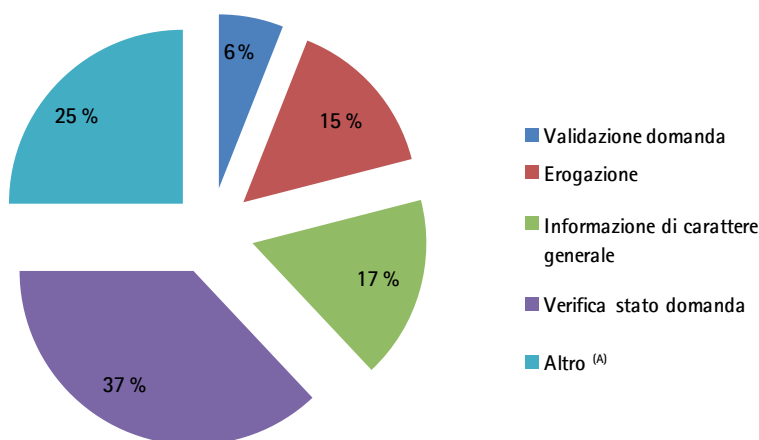
I temi trattati nelle telefonate pervenute allo Sportello hanno riguardato, in particolar modo, i bonus gas ed elettrico, che hanno complessivamente rappresentato il 50% delle chiamate, con una lieve crescita rispetto al 2016, e le modalità di risoluzione delle controversie (18%). Le chiamate che hanno riguardato i bonus sono state per il 58% richieste a vario titolo relative allo stato di avanzamento della pratica di bonus e sono largamente determinate dal lasso di tempo che intercorre tra la presentazione della domanda di bonus in Comune/CAF e il momento in cui esso è effettivamente

attribuito in bolletta (mediamente 120 giorni dopo). Sempre con riferimento al bonus, ha inciso sulla crescita, per la quota relativa alle informazioni di carattere generale (17% - figura 9.1), anche la necessità dei clienti finali di avere informazioni sulle modifiche introdotte in materia di bonus dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 dicembre 2016, come illustrato nel seguito<sup>8</sup>.

La voce "modalità di risoluzione delle controversie" (tavola 9.3) sconta, come già anticipato, le necessità di chiarimenti dei clienti finali in relazione al nuovo sistema di tutele, mentre ha continuato a mantenere un certo peso anche la voce "pratiche presso lo Sportello" ossia richieste sullo stato di avanzamento di pratiche pregresse.

**FIG. 9.1**

Focus principali argomenti chiamate canale bonus, anno 2017



(A) Le principali informazioni presenti nell'argomento "Altro" riguardano il rinnovo della domanda, la variazione dei requisiti (ISEE, componenti nucleo familiare, variazione residenza/domicilio) e informazioni sulla riscossione del bonifico domiciliato.  
Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

**TAV. 9.2**

Distribuzione chiamate fra rete fissa e rete mobile, anno 2017 e I trimestre 2018

	2017					2018
	I Trim.	II Trim. <sup>(A)</sup>	III Trim. <sup>(A)</sup>	IV Trim.	Anno <sup>(A)</sup>	I Trim.
Rete fissa	51,5%	47,9%	46,4%	45,4%	48,6%	45,7%
Rete mobile	48,5%	52,1%	53,6%	54,6%	51,4%	54,3%

(A) Dal calcolo sono escluse le chiamate pervenute dal 12 maggio al 31 agosto a causa dell'indisponibilità dei dati della centrale telefonica gestita dal co-sourcer.  
Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

<sup>8</sup> Si veda al paragrafo "Iniziativa a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico e gas" di questo stesso Capitolox.

	BONUS GAS	BONUS ELETTRICO	MODALITA' RISOLUZIONE CONTROVERSIE	DIRITTI E REGOLAZIONE	PRATICHE PRESSO SPORTELLO	TUTELA SIMILE
<b>TOTALE 2017</b>	89.455	90.782	66.736	49.511	38.090	27.578
I Trim. 2018	45.309		19.297	14.857	11.917	5.418

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Riguardo all'attività svolta, il *call center* ha rispettato, anche nel corso del 2017, gli standard di qualità previsti per i *call center* dei venditori di energia elettrica e gas dal Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV), in parte ulteriormente innalzati dal gennaio 2017, ottenendo i seguenti risultati (tavola 9.4):

- accessibilità del servizio: 99% (standard minimo richiesto: > 95%);
- tempo medio di attesa (TMA): 134 secondi (standard minimo richiesto: < 180 secondi);
- livello di servizio (LS): 89% (standard minimo richiesto: > 85%).

Rispetto all'anno precedente, risultano in lieve flessione sia il livello di servizio (89% contro 91%) che l'accessibilità (99% contro 100%), pur continuando ad attestarsi al di sopra dello standard minimo.

Si riduce invece il tempo medio di attesa (134 secondi contro 147 secondi).

Per quel che riguarda la *customer satisfaction* (tavola 9.5), legata all'iniziativa intitolata "Mettiamoci la faccia", promossa dal Dipartimento della Funzione pubblica della Presidenza del Consiglio dei ministri, per il periodo 1 gennaio 2017 - 31 dicembre 2017, i clienti che si sono rivolti al *call center* dello Sportello hanno valutato il servizio buono nell'82% dei casi, sufficiente nel 13% dei casi e non soddisfacente nel 5% dei casi (valutazioni espresse dal 52,6% di utenti che hanno chiamato in orario di servizio).

I livelli di soddisfazione rimangono pertanto elevati, così come resta elevato il tasso di adesione dei chiamanti all'iniziativa. Il *contact center* dello Sportello, nel corso del 2017, ha ricevuto 4.583 richieste di informazione scritte, di cui il 45,6% classificate come complesse perché collegate a potenziali controversie; ha

### TAV. 9.3

Principali argomenti delle chiamate gestite con operatore dal call center dello Sportello, anno 2017 e I trimestre 2018.

	2017					2018
	I Trim.	II Trim.	III Trim.	IV Trim.	Anno	I Trim.
Accessibilità al servizio (AS) %	100%	97% <sup>(A)</sup>	100% <sup>(A)</sup>	100%	99% <sup>(A)</sup>	100%
Tempo medio di attesa (TMA) sec.	157	152 <sup>(A)</sup>	124 <sup>(A)</sup>	105	134 <sup>(A)</sup>	115
Livello di servizio (LS) %	88%	81%	88%	97%	89%	96%

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente. Elaborazione su dati Genesys, Nextip e Ccontact:

	2017					2018
	I Trim.	II Trim. <sup>(A)</sup>	III Trim. <sup>(A)</sup>	IV Trim.	Anno <sup>(A)</sup>	I Trim.
Buono	80%	83%	82%	82%	82%	84%
Sufficiente.	14%	12%	13%	12%	13%	12%
Negativo	6%	5%	5%	6%	5%	4%
% Chiamate conversate sottoposte a valutazione <sup>(1)</sup>	46,1%	48,7%	66,0%	58,0%	52,6%	53,0%
% Utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione <sup>(1)</sup>	85,0%	86,0%	92,0%	88,0%	79,0%	88,0%

(A) Dal calcolo sono escluse le chiamate pervenute dal 12 maggio al 31 agosto a causa dell'indisponibilità dei dati della centrale telefonica gestita dal co-sourcer.

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente. Elaborazione su dati Genesys, Nextip..

### TAV. 9.4

Livelli di servizio per il call center dello Sportello, anno 2017 e I trimestre 2018

### TAV. 9.5

Risultati della rilevazione "Mettiamoci la faccia" per il call center dello Sportello, anno- 2017 e I trimestre 2018.



ricevuto altresì 7.524 reclami di secondo livello, cui ha risposto con una lettera standard in cui si informa il cliente che per poter risolvere la controversia deve attivare una procedura conciliativa ricorrendo al Servizio conciliazione dell'Autorità o ad altri organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie.

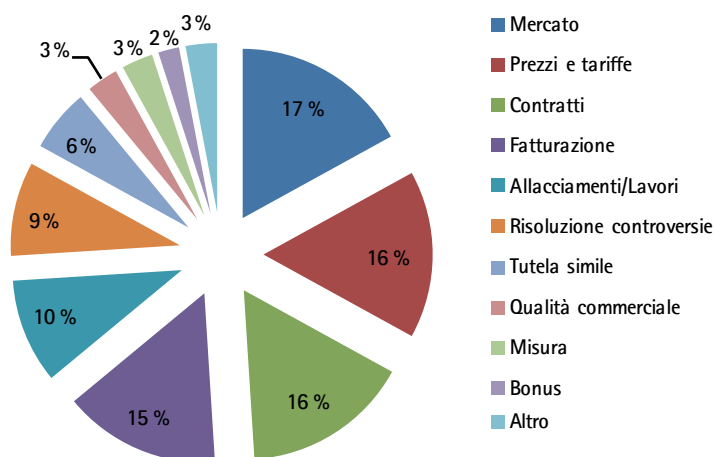
Le 2.263 richieste semplici si ripartiscono a seconda degli argomenti secondo quanto indicato alla figura 9.2. Fra i sub argomenti risulta interessante evidenziare le 317 richieste di chiarimenti relative alla nuova tariffa di distribuzione per i clienti domestici (pari al 14% di tutte le richieste di informazione ricevute e al 77% di quelle classificate alla voce prezzi e tariffe), le 222 richieste riferite a pratiche commerciali scorrette (9,8% del totale e 59% della voce mercato), le 134 richieste riferite ad argomenti attinenti ai consumi (5,9% del totale e 37% della voce fatturazione) e infine le 133 richieste riferite alle caratteristiche del Servizio conciliazione (che rappresentano il 5,8% del totale e il 56% della voce risoluzione controversie). Da ultimo, va rilevato che le richieste di informazioni scritte che hanno avuto a oggetto la tutela simile (144) si sono concentrate per l'85% nei primi due trimestri del 2017.

Infine, nel primo trimestre 2018, sono state gestite dal *call center* dello Sportello 93.313 chiamate (tavola 9.1) pervenute in orario di servizio; hanno abbandonato senza attendere la risposta dell'operatore 3.485 utenti, mentre il tempo medio di conversazione si è attestato su 178 secondi, in leggera flessione rispetto ai dati riferiti all'intero 2017. In flessione anche il tempo medio di attesa, che passa da 134 secondi a 115 secondi. In crescita, rispetto al 2017, invece, le chiamate da rete mobile (che passano dal 51,4% al 54,3% del totale). I principali temi oggetto delle chiamate sono sostanzialmente invariati anche nel primo trimestre 2018. Va tuttavia rilevato che l'ampliamento delle attività di informazione del *call center* anche al servizio idrico<sup>9</sup>, a partire dall'1 marzo 2018, ha comportato modifiche all'IVR del *call center* medesimo: in particolare, i dati relativi al bonus elettrico e gas risultano non più distinti.

Il *contact center*, sempre nel primo trimestre 2018, ha ricevuto 1.935 richieste di informazione, per il 39% classificabili come complesse, e ha provveduto a reindirizzare verso il Servizio conciliazione 1.242 reclami di clienti insoddisfatti della risposta ricevuta dai loro fornitori.

**FIG. 9.2**

Principali argomenti delle richieste di informazione semplici, anno 2017



Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

<sup>9</sup> Il tema è trattato più diffusamente al paragrafo "Settore idrico: valutazione dei reclami ed estensione del sistema di tutele" di questo stesso Capitolo.

# Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico e gas

## I bonus in cifre

Nel corso del 2017 i bonus erogati complessivamente sono stati pari a 1,26 milioni, comprendendo sia il bonus elettrico, distinto per disagio economico e disagio fisico, sia il bonus gas. I tre bonus sono cumulabili nel rispetto del vincolo per cui ogni nucleo ISEE (Indicatore della situazione economica equivalente) ha diritto a un solo bonus per ciascuna tipologia.

Al riguardo, a conferma di quanto già evidenziato negli anni precedenti, anche per il 2017 circa il 68% delle famiglie che ha usufruito del bonus elettrico ha anche richiesto e ottenuto il bonus gas. La cumulabilità dei bonus elettrici e gas è stata anche favorita dall'introduzione, a partire dall'1 gennaio 2014, di una modulistica unificata che consente, con la medesima domanda, di richiedere entrambi i bonus. I buoni risultati ottenuti potranno essere rafforzati dall'introduzione, a partire dall'1 gennaio 2018, della possibilità di richiedere con la stessa modulistica e l'aggiunta di poche informazioni ulteriori anche il bonus idrico.

A partire dall'1 gennaio 2017, la soglia ISEE per l'accesso ai bonus è passata da 7.500 euro a 8.107,5 euro, così come stabilito dal già citato decreto ministeriale 29 dicembre 2016; resta invece invariato il requisito di accesso per le famiglie numerose<sup>10</sup> (ISEE non superiore a € 20.000). Inoltre, lo stesso decreto, per il settore elettrico, ha: a) elevato lo sconto dal 20% della spesa netta media di una famiglia tipo al 30% della spesa lorda media della stessa famiglia tipo; b) previsto l'eliminazione della condizione di residenza secondo la quale poteva essere agevolata solo una fornitura attiva presso la residenza anagrafica del soggetto in possesso dei requisiti per l'accesso al bonus; c) mantenuto la condizione di unicità, prevedendo l'accesso alla compensazione per disagio economico a una sola fornitura di energia elettrica e/o gas a uso domestico nella titolarità di uno dei componenti di un nucleo familiare in possesso dei requisiti ISEE; d) previsto l'aggiornamento, con cadenza triennale da parte dell'Autorità, del valore soglia dell'ISEE, sulla base del valore medio dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati in ciascun triennio di riferimento.

	BONUS ELETTRICO			BONUS GAS	TOTALE BONUS EROGATI
	BONUS DISAGIO ECONOMICO	BONUS DESTINATO AI SOGGETTI TITOLARI DI CARTA ACQUISTI	BONUS DISAGIO FISICO	BONUS DISAGIO ECONOMICO	
2015	622.151	22.520	28.267	448.496	1.121.434
2016	622.410	27.624	30.373	448.707	1.129.114
2017	706.969	25.473	32.643	499.808	1.264.893
Variazione % 2017/2016	13,58%	-7,78%	7,47%	11,39%	12,02%

Fonte: SGAta - Sistema di gestione agevolazioni tariffe energetiche.

## TAV. 9.6

Clienti titolari di bonus elettrico, anni 2015 - 2017

<sup>10</sup> La definizione di famiglia numerosa è contenuta all'art. 3 comma 9-bis del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185 e corrisponde a una famiglia con almeno quattro figli fiscalmente a carico.

**TAV. 9.7**

Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus per disagio economico per area geografica<sup>(A)</sup>, anno 2017

	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
<b>ELETTRICO<sup>(B)</sup></b>	<b>176.569</b>	123.813	124.348	240.976	99.379
<b>%</b>	<b>23,87%</b>	<b>16,74%</b>	<b>16,81%</b>	<b>32,58%</b>	<b>13,44%</b>
<b>GAS</b>	<b>142.411</b>	102.156	95.205	131.289	28.747
<b>%</b>	<b>28,49%</b>	<b>20,43%</b>	<b>19,05%</b>	<b>26,27%</b>	<b>5,75%</b>
<b>GAS/ELT %</b>	<b>80,65%</b>	82,51%	76,56%	54,48%	28,93%

(A) Il Nord-Ovest comprende: Liguria, Lombardia, Piemonte e Valle d'Aosta; il Nord-Est: Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Trentino Alto Adige, Veneto; il Centro: Lazio, Marche, Toscana e Umbria; il Sud: Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia; le Isole: Sardegna e Sicilia.

(B) Compresa Carta acquisti.

Fonte: SGAt e - Sistema di gestione agevolazioni tariffe energetiche.

Con le delibere 12 gennaio 2017, 1/2017/R/eel e 3 marzo 2017, 94/2017/R/com, l'Autorità ha dato attuazione al suddetto decreto e, in forza dell'art. 3 comma 9 del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, ha esteso le previsioni di cui alle precedenti lettere b), c) e d) al bonus gas.

La ripresa della crescita delle domande presentate dopo due anni di sostanziale stabilità, evidenziata nella tavola 9.6, è attribuibile prevalentemente all'innalzamento della soglia ISEE di riferimento.

In termini di allocazione geografica, nel 2017, i clienti con un'agevolazione in corso erano ripartiti secondo quanto indicato nella tavola 9.7, che pone in evidenza come, nelle aree Sud e Isole, i beneficiari del bonus elettrico che usufruiscono anche del bonus gas siano meno numerosi di quelli nelle aree Nord. Precisamente, anche per effetto della mancata metanizzazione della Sardegna, che esclude l'isola dall'accesso al bonus gas, nell'area Sud-Isole si concentra meno della metà delle famiglie

che hanno richiesto sia il bonus elettrico che quello gas, mentre tale rapporto sale all'82% nell'area Nord-Est e all'80% Nord-Ovest.

Va anche rilevato che, rispetto ai dati 2016, la macro-area Sud recupera parte della sua incidenza per entrambi i settori, passando dal 30,5% al 32,6% per l'elettrico e dal 25,7% al 26,3% nel caso del gas, con ogni probabilità in esito a una migliore conoscenza della nuova metodologia di calcolo ISEE e quindi a una ripresa delle domande di certificazione ISEE(DSU)<sup>11</sup>.

### Bonus elettrico per disagio economico e Carta acquisti

Dall'iniziale disponibilità dell'agevolazione nel 2008 e fino al 31 dicembre 2017, il numero di famiglie che ha usufruito per almeno un anno del bonus elettrico per disagio economico, compresa la Carta

**TAV. 9.8**

Ripartizione delle famiglie con agevolazione in corso per disagio economico, anni 2013 - 2017

Bonus elettrico

DISAGIO ECONOMICO	TOTALE	NUMERO COMPONENTI FAMIGLIA ANAGRAFICA (%)		
		1-2	3-4	oltre 4
<b>2013</b>	<b>100%</b>	44,7%	39,4%	15,9%
<b>2014</b>	<b>100%</b>	44,5%	39,7%	15,8%
<b>2015</b>	<b>100%</b>	42,2%	39,8%	18,0%
<b>2016</b>	<b>100%</b>	41,1%	40,3%	18,6%
<b>2017</b>	<b>100%</b>	41,5%	40,4%	18,7%

Fonte: SGAt e - Sistema di gestione agevolazioni tariffe energetiche.

<sup>11</sup> La Domanda sostitutiva unica (DSU) è la domanda che deve essere presentata a INPS per ottenere la certificazione ISEE (art. 10 del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 5 dicembre 2013, n. 159).

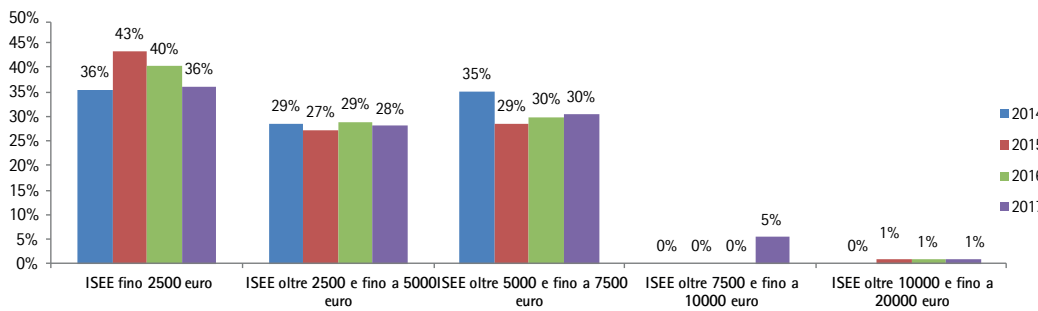


FIG. 9.3

Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2014 - 2017  
Bonus elettrico

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati SGAtè - Sistema di gestione agevolazioni tariffe energetiche.

acquisti<sup>12</sup>, risulta essere di circa 2,8 milioni, per oltre il 52% localizzate nelle macro-aree Sud e Isole.

Con riferimento alla numerosità dei nuclei familiari titolari di bonus elettrico per disagio economico, si evidenzia (tavola 9.8) una stabile prevalenza dei nuclei con non più di quattro componenti. Le famiglie numerose (21.819) rappresentano il 3% del totale delle famiglie con bonus elettrico e il 17% delle famiglie con più di quattro componenti. La figura 9.3 riporta la distribuzione percentuale delle famiglie che hanno beneficiato del bonus elettrico per disagio economico nel 2017 per livelli di ISEE, confrontandola con quella dei tre anni precedenti. In particolare, nonostante nel 2017 si riduca leggermente, resta alta la percentuale di nuclei beneficiari del bonus con ISEE fino a 5.000 euro, pari al 64%. La novità più significativa rispetto al 2016 è semmai rappresentata dall'aumento di peso della fascia compresa fra 7.501 e 10.000 euro, che comprende le famiglie che vi sono entrate per la prima volta grazie all'innalzamento del livello soglia dell'ISEE.

La legge 4 dicembre 2008, n. 190 ha previsto l'estensione del bonus sociale elettrico ai beneficiari della Carta acquisti che non lo avessero già richiesto autonomamente tramite le modalità ordinarie. Successivi decreti hanno stabilito che l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti venisse attuata automaticamente tramite lo scambio di informazioni tra il sistema informativo di gestione della Carta acquisti (SICA-INPS) e il Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche (SGAtè), demandando all'Autorità la definizione delle modalità operative per l'integrazione. Da ultimo, il decreto legislativo 15 settembre 2017, n. 147, recante *Disposizioni per l'introduzione di una misura nazionale di contrasto alla povertà*, che ha regolamentato il reddito di inclusione, ha previsto, all'art. 9, comma 11, che il bonus elettrico e gas sia

automaticamente esteso ai titolari di Carta REI<sup>13</sup> analogamente a quanto avvenuto per i titolari di Carta acquisti e che a questi ultimi sia esteso automaticamente anche il bonus gas.

Nel corso del 2017, le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione tramite il circuito Carta acquisti sono state circa 25.473, con un decremento del 7,8% rispetto all'anno precedente. Come già rilevato in passato, la modalità automatica di accesso al bonus elettrico prevista per Carta acquisti continua a evidenziare elementi di criticità. Come già segnalato dall'Autorità con il documento 12 giugno 2014, 273/2014//com, infatti, l'assenza dell'obbligo di inserire il POD fra gli elementi da comunicare al momento della presentazione della domanda per Carta acquisti vanifica la possibilità di identificare le forniture da agevolare. Tali criticità si potranno ripresentare, depotenziando significativamente la previsione dell'automatismo di cui all'art. 9, comma 11 del decreto legislativo n. 147/17, con l'estensione del bonus elettrico e gas ai percettori di Carta REI e l'estensione del bonus gas ai percettori di Carta acquisti, qualora, con il decreto interministeriale previsto dal sopra citato art. 9, comma 11, non siano individuate nuove modalità semplificate di estensione del beneficio.

Infine, a partire dall'1 gennaio 2017, la delibera 1/2017/R/eel, coerentemente con le disposizioni emanate con decreto del Ministro dello sviluppo economico del 29 dicembre 2016, ha rideterminato per l'anno 2017 l'ammontare delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per clienti economicamente svantaggiati, assimilando il valore del bonus a uno sconto pari a circa il 30% della spesa media di una famiglia tipo al lordo delle imposte (equivalente a circa il 35% della spesa netta). Dal 2008 al 2016 tale sconto era stato invece pari a circa il 20% della spesa media di una famiglia tipo al netto delle imposte.

<sup>12</sup> Carta di pagamento elettronica. È stata introdotta nel 2008 (Decreto Legge n. 08/112) per offrire un sostegno alle persone meno abbienti.

<sup>13</sup> Carta di pagamento elettronica concessa dal 1° gennaio 2018 ai beneficiari delle misure di contrasto alla povertà (c.d. Reddito di Inclusione - REI) ai sensi dell'art. 19, decreto legislativo n. 147/2017.

Gli importi del bonus elettrico per disagio economico sono riportati nella tavola 9.9.

Gli oneri connessi all'erogazione del bonus elettrico per disagio economico e fisico sono compresi tra le componenti degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite la componente AS, che è pagata da tutti i clienti che non godono del bonus elettrico (per l'aggiornamento delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e gas in vigore dal 1 gennaio 2018, si veda la delibera 29 dicembre 2016, 814/2016/R/com).

### Bonus elettrico per disagio fisico

Le famiglie con bonus attivo per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita (bonus per disagio fisico)

al 31 dicembre 2017 erano 32.643, in crescita del 7,5% rispetto all'anno precedente.

Come mostrato dalla tavola 9.10, il bonus per disagio fisico è articolato in tre fasce, per tener conto del tipo di apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura e delle ore medie di utilizzo giornaliero. Sulla base di questi elementi, certificati dalla ASL, il cliente viene assegnato a una delle tre fasce di compensazione previste. Le tre fasce sono poi ulteriormente differenziate per tener conto della potenza impegnata (fino a 3 kW e da 4,5 kW).

Nel corso del 2017, si è assistito a un lieve incremento delle fasce che includono i clienti con un utilizzo più intensivo ed esteso delle apparecchiature rispetto a quello registrato nel 2016 e ad un accresciuto peso delle forniture alimentate con una potenza superiore a 3 kW.

#### TAV. 9.9

Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico, anni 2013 - 2017  
€/anno per punto di prelievo.

DESCRIZIONE	2013	2014	2015	2016	2017
Numerosità familiare 1-2 componenti	71	72	71	80	112
Numerosità familiare 3-4 componenti	91	92	90	93	137
Numerosità familiare oltre 4 componenti	155	156	153	153	165

Fonte:: ARERA.

#### TAV. 9.10

Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico, anni 2016 - 2017

	2016			2017		
	F1	F2	F3	F1	F2	F3
<b>EXTRA CONSUMO RISPETTO A UN UTENTE TIPO (2.700/kWh/anno)</b>	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
	<b>€/anno per punto di prelievo</b>					
Ammontare del bonus (fino a 3kW residente)	175 €	288 €	417 €	173 €	285 €	412 €
Ammontare del bonus oltre 3kW (da 4,5kW)	410€	519 €	628 €	405 €	513 €	620 €

Fonte: ARERA.

#### TAV. 9.11

Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico, anni 2016 - 2017

	F1	F2	F3	F1	F2	F3
	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
<b>Fino a 3 kW</b>	66,7%	14,9%	12,8%	62,0%	15,9%	12,7%
<b>Da 4,5 kW</b>	2,2%	1,6%	1,8%	5,6%	1,9%	1,9%

Fonte: ARERA.

## Bonus gas

Al 31 dicembre 2017, le famiglie che usufruivano del bonus gas per disagio economico erano 499.808, in crescita dell'11,4% rispetto al 2016. Le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione almeno una volta dall'entrata in vigore del meccanismo sono state più di 1,65 milioni. La ripartizione geografica delle famiglie cui è stata riconosciuta almeno un'agevolazione gas evidenzia sostanziale stabilità rispetto al 2016, con un lievissimo recupero delle macro aree Sud e Isole.

Ripartendo i nuclei familiari titolari di bonus gas per disagio economico a seconda della numerosità familiare, nel 2017 e in analogia con quanto rilevato per il settore elettrico, emerge il ritorno ai valori del 2015, come esposto nella tavola 9.12. Altra notazione è che nel 2017, le famiglie numerose (17.026) erano il 3,4% del totale delle famiglie che hanno ottenuto il bonus gas e il 18,3% di quelle con un numero di componenti superiore a 4.

Con riferimento alla distribuzione dei beneficiari, considerando le diverse fasce ISEE, la figura 9.4 mostra come nel 2017 si sia mantenuta alta la percentuale di famiglie con ISEE fino a 5.000

euro (il 62% circa), mentre contemporaneamente si è registrato un incremento della fascia tra 7.501 e 10.000 euro, che comprende i soggetti entrati grazie al nuovo valore soglia di ISEE (come già rilevato per il bonus elettrico).

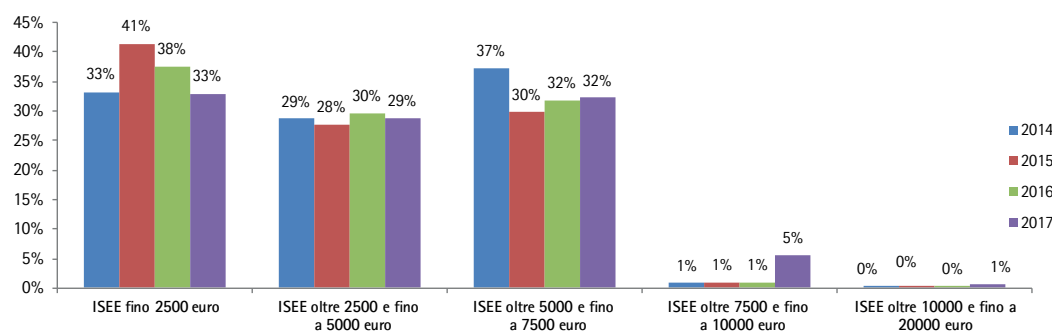
Per quanto concerne la localizzazione geografica, le forniture agevolate sono prevalentemente localizzate in area di fascia climatica E (49,82%), D (26,16%) e C (19,70%) e le forniture individuali rappresentano, rispetto alle forniture centralizzate, il 94,8% del totale delle forniture gas agevolate.

Infine, rispetto al 2016, non si registrano significativi spostamenti nella ripartizione delle forniture agevolate per tipologia di utilizzo: La tavola 9.13 mostra come la categoria comprensiva anche del riscaldamento continui a mantenere una forte dominanza (83%)

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<sub>T</sub>, posta a carico dei clienti diversi dai clienti domestici. Ai fondi raccolti a valere sui clienti si aggiungono fondi a carico del bilancio dello Stato.

DISAGIO ECONOMICO	TOTALE	NUMERO COMPONENTI FAMIGLIA ANAGRAFICA	
		Fino a 4	Oltre 4
2013	100%	83,6%	16,4%
2014	100%	83,6%	16,4%
2015	100%	81,4%	18,6%
2016	100%	80,9%	19,1%
2017	100%	81,4%	18,6%

Fonte: SGAtè - Sistema di gestione agevolazioni tariffe energetiche.



Fonte: SGAtè - Sistema di gestione agevolazioni tariffe energetiche.

## TAV. 9.12

Ripartizione delle famiglie con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2013 - 2017

Bonus gas

## FIG. 9.4

Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2014 - 2017

Bonus gas

**TAV. 9.13**

Ripartizione dei bonus per tipologia di utilizzo del gas, anni 2015 - 2017

	2015	2016	2017
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura - AC	16,8%	16,9%	17,11%
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento - ACR	83,2%	83,1%	82,89%

Fonte: SGAtc - Sistema di gestione agevolazioni tariffe energetiche.

**TAV. 9.14**

Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico, anno 2017

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI (€/ANNO PER PUNTO DI RICONSEGNA)		2017				
		ZONA CLIMATICA (Z)				
		A/B	C	D	E	F
<b>Famiglie fino a 4 componenti (j=1)</b>						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	31	31	31	3	31
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	72	89	117	146	184
<b>Famiglie con oltre 4 componenti (j=2)</b>						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	48	48	48	48	48
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	100	130	170	207	266

Fonte: ARERA.

Gli importi del bonus gas per l'anno 2017 sono riportati nella tavola 9.14. Come per l'elettrico, il valore della compensazione viene definito contestualmente all'aggiornamento tariffario.

### Misure in seguito agli eventi sismici del 24 agosto e del 26 ottobre 2016

A seguito degli eventi sismici del 24 agosto e 26 ottobre 2016, così come previsto in passato con delibera 14 giugno 2012, 250/2012/R/com, la delibera dell'Autorità 6 dicembre 2016, 726/2016/R/com, recante "Disposizioni urgenti in relazione al bonus elettrico e al bonus gas, per le popolazioni colpite dagli eventi sismici"<sup>14</sup>, ha adottato disposizioni urgenti al fine di

sospendere gli effetti della decorrenza dei termini per la presentazione delle domande di rinnovo dei bonus elettrico e gas, l'invio di comunicazioni circa l'emissione dei bonifici domiciliati e l'accettazione delle domande di riemissione dei medesimi bonifici. Le previsioni della delibera sono state aggiornate dall'art. 36 della delibera 18 aprile 2017, 252/2017/R/com e successivamente declinate nella determinazione 4 agosto 2017, 5/2017 - DACU che, da una parte, ha fissato in via transitoria il termine ultimo per la presentazione della domanda di rinnovo ai fini di mantenere la continuità al 30 settembre 2017 e, dall'altra, ha previsto la ripresa dei normali flussi di comunicazione per il 9 ottobre 2017. Il termine del 30 settembre è stato ulteriormente prorogato al 31 maggio 2018 a seguito della delibera 8 febbraio 2018, 81/2018/R/com.

<sup>14</sup> Per le misure adottate dall'Autorità a seguito di tali eventi si veda più diffusamente in questo stesso Capitolo, al successivo paragrafo "Interventi specifici - Disposizioni urgenti in materia di interventi per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni del 24 agosto 2016 e successivi".

---

# Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici

---

I rapporti tra l'Autorità e le associazioni rappresentative dei clienti finali domestici (consumatori) e non domestici si svolgono nel quadro di appositi Protocolli di intesa, che formalizzano gli obiettivi di interesse comune e gli strumenti per il loro perseguimento. Per quanto riguarda i consumatori, i rapporti tra l'Autorità e le associazioni accreditate dal Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (associazioni CNCU) si svolgono nell'ambito del Protocollo di intesa sottoscritto il 13 maggio 2009. Dal 2013 l'Autorità è, inoltre, parte di un Protocollo di intesa stipulato con le organizzazioni nazionali di rappresentanza delle piccole imprese, finalizzato a rafforzare la capacità di tali imprese di cogliere le opportunità derivanti dalla liberalizzazione dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas naturale. Le associazioni dei consumatori domestici e non domestici sono, inoltre, regolarmente coinvolte nelle attività di consultazione e di approfondimento, anche attraverso la partecipazione a seminari di presentazione dei principali provvedimenti di interesse, audizioni e gruppi tecnici, e fanno parte dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento, istituito dall'Autorità con la delibera 5 marzo 2015, 83/2015/A.

---

## Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

---

Nel corso del 2017 è proseguita la realizzazione di attività a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas finanziate mediante le risorse del Fondo sanzioni, alimentato con i proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità. La disponibilità di nuove risorse acquisite nel corso dell'anno ha inoltre consentito all'Autorità di formulare nuove proposte per attività da realizzare a partire dal 2018.

I progetti attuati o avviati nel corso del 2017, oggetto di precedenti proposte dell'Autorità già approvate dal Ministro dello sviluppo economico, hanno riguardato:

- l'accesso al Servizio conciliazione (progetto PAC). Il progetto, di durata triennale (2017-2019), promuove l'accesso alle procedure gestite dal Servizio conciliazione da parte dei consumatori che si avvalgono dell'assistenza delle associazioni di consumatori; esso comporta l'erogazione, alle associazioni medesime, di un contributo forfetario in relazione all'attività di consulenza, assistenza e rappresentanza dei consumatori nelle procedure concluse con esito positivo. Nel corso del 2017, sono stati complessivamente riconosciuti contributi per 1.868
- procedure conciliative concluse positivamente, alle quali si sono aggiunte 552 ulteriori procedure concluse positivamente nel primo trimestre 2018;
- il sostegno alle procedure di conciliazione ADR paritetiche (progetto PCS), svolte presso organismi previsti da appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese di vendita, iscritti nell'Elenco degli organismi ADR (preposti alla risoluzione extragiudiziale delle controversie) operanti nei settori regolati tenuto dall'Autorità. Il progetto prevede l'erogazione, nell'arco del triennio 2017-2019, di contributi forfetari in relazione alle procedure concluse positivamente. Nel corso dell'anno 2017 risultano rendicontate circa 970 procedure conciliative concluse con accordi transattivi tra le parti, 185 delle quali relative a procedure avviate nel 2016;
- la qualificazione degli sportelli delle associazioni dei consumatori (progetto PQS - "Energia: diritti a viva voce"), per il triennio 2017-2019. Il progetto promuove l'attivazione di una rete di punti di contatto (sportelli territoriali) delle associazioni di consumatori in grado di fornire ai clienti domestici informazione e assistenza qualificata sui servizi regolati, e comporta la copertura dei costi operativi del servizio fornito. Per il 2017 è stata prevista l'attivazione di 30 sportelli territoriali (a fronte dei 26 sportelli operativi nel 2016), che hanno registrato complessivamente, in corso d'anno, oltre 15.000 contatti con i consumatori;
- 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 2017 sono state espletate le procedure di gara per la selezione del soggetto formatore e sono state avviate le attività di progettazione dei corsi, assicurandone il coordinamento con le esigenze formative dei destinatari.

Nel corso del 2017, con la delibera 16 novembre 2017, 751/2017/E/com, l'Autorità ha formulato al Ministro dello sviluppo economico nuove proposte relative alle attività progettuali a valere



sul Fondo sanzioni, che sono state approvate con il decreto 21 dicembre 2017. In particolare, l'Autorità ha provveduto ad assicurare la disponibilità di risorse finanziarie alla realizzazione del Portale informatico per il confronto delle offerte di mercato libero per la fornitura di energia elettrica e di gas naturale rivolte ai clienti di piccole dimensioni, come previsto dalla legge n. 124/17, e ha proposto la realizzazione di campagne per l'informazione dei consumatori (progetto PIM) in merito all'evoluzione dei mercati retail dell'energia elettrica e del gas previste dalla medesima legge concorrenza. Con la medesima delibera, inoltre, l'Autorità ha proposto di rafforzare il progetto PAC (accesso al Servizio conciliazione) in relazione all'incremento delle procedure atteso in conseguenza della prevista estensione al settore idrico dell'ambito di operatività del Servizio, e di riformulare il progetto per l'informazione individuale dei consumatori in condizione di disagio economico in merito ai bonus già approvato in precedenza<sup>15</sup>, prevedendone un rafforzamento in relazione all'avvio, a partire dal 2018, del bonus acqua.

### Progetti per la capacitazione delle piccole imprese

Nel corso del 2017 sono state avviate le attività per la realizzazione dei corsi di formazione sui mercati *retail* dell'energia elettrica e del gas destinati al personale delle organizzazioni delle piccole e medie

imprese che svolge l'attività di informazione e di consulenza alle imprese medesime nelle rispettive articolazioni territoriali, attività alla quale è stato riconosciuto un interesse prioritario ai fini dell'attuazione del Protocollo di intesa siglato dall'Autorità e dalle piccole e medie imprese (PMI).

Lo scopo del programma di formazione, che avrà durata biennale, è quello di consentire ai suoi fruitori di utilizzare e diffondere presso le PMI, nello svolgimento delle proprie attività di servizio, informazioni e conoscenze in materia di fornitura di energia elettrica e gas, per rispondere all'esigenza di risolvere problemi e criticità puntuali, eventualmente emersi in corso di esecuzione del contratto di fornitura, così come all'esigenza di cogliere le opportunità del mercato, in un'ottica di rafforzamento della capacità negoziale del cliente finale medesimo. Il progetto prevede l'attivazione di un percorso formativo da svolgere a distanza, in modalità *e-learning*, per un numero complessivo di 500 utenze attivabili anche per sottogruppi nell'arco del biennio. Il percorso formativo è articolato in modo da consentire, da un lato, il rafforzamento delle necessarie conoscenze di base relative all'assetto e alla regolazione dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas naturale, e, dall'altro, di consolidare capacità di analisi e di valutazione, in relazione all'andamento dei mercati e alle caratteristiche delle offerte commerciali o alla gestione delle criticità insorte nello svolgimento del rapporto contrattuale di fornitura e alla risoluzione delle eventuali controversie.

## Il sistema di tutele dei clienti finali e degli utenti finali

Il sistema di tutele dei clienti finali in materia di trattazione dei reclami e risoluzione extragiudiziale delle controversie nei confronti degli operatori dei settori regolatori è articolato su più livelli:

- un livello base di informazione e assistenza, mediante un punto unico di contatto a livello nazionale (paragrafo "Sportello per il consumatore Energia e Ambiente: l'informazione ai clienti finali")
- nonché il supporto delle associazioni dei consumatori e delle piccole e medie imprese (più diffusamente al paragrafo "Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici");
- un primo livello caratterizzato dal reclamo all'operatore (fase negoziale) regolato dai provvedimenti dell'Autorità in tema di qualità commerciale della vendita (TIQV) - paragrafo "Qualità dei servizi di vendita e di gas naturale" - e della distribuzione e

<sup>15</sup> Si veda, per maggiori dettagli, la *Relazione annuale 2016*, Vol. II, Capitolo 7, paragrafo "Iniziativa per sviluppare la consapevolezza dei consumatori".

misura<sup>16</sup> di energia elettrica e gas naturale, con le relative disposizioni in materia di obblighi di risposta al reclamo nel rispetto di contenuti minimi e secondo tempistiche predefinite e indennizzi automatici erogati in bolletta al cliente finale per violazione degli standard specifici di qualità ivi previsti;

- un secondo livello caratterizzato dall'attivazione di una procedura conciliativa (obbligatoria ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria per la soluzione della controversia) con poche e qualificate eccezioni (c.d. procedure speciali);
- un terzo livello, caratterizzato dall'intervento decisorio dell'Autorità in determinate ipotesi di fallimento della conciliazione (Allegato A alla delibera 21 settembre 2017, 639/2017/E/com), che sarà operativo a valle dell'adozione dei provvedimenti di estensione al settore idrico del sistema di tutele a regime, in una logica di armonizzazione fra settori regolati.

Ai sensi dell'art. 1, comma 72, della legge n. 124/17, l'Autorità si avvale di Acquirente unico anche per il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione dei clienti e degli utenti finali dei settori regolati; le relative attività sono svolte per mezzo dello Sportello per il consumatore energia e ambiente<sup>17</sup>.

Con particolare riferimento alle modalità di svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione, sul quale si incentra il secondo livello del sistema di tutele, con il *Testo Integrato Conciliazione* (TICO), di cui all'Allegato A alla delibera 5 maggio 2016, 209/2016/E/com, l'Autorità ha introdotto una procedura per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione presso il Servizio conciliazione, individuando le procedure alternative esperibili, mediante un testo ricognitivo e organico delle disposizioni applicabili.

Il TICO, ad oggi, trova applicazione per le controversie insorte fra i clienti finali di energia elettrica alimentati in bassa e/o media tensione, i clienti finali di gas naturale, i clienti finali di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane alimentati in bassa pressione, domestici e non domestici, ivi inclusi i *prosumer* (produttori e consumatori di energia elettrica) e gli operatori – venditori

e distributori – e, limitatamente ai *prosumer*, anche il Gestore dei servizi energetici (GSE).

Con specifico riferimento alla disciplina del Servizio conciliazione, l'Autorità ha stabilito un obbligo partecipativo al tentativo di conciliazione presso il Servizio medesimo in capo a tutti gli operatori convocati (ad eccezione dei fornitori di ultima istanza – FUJ) e al GSE (per le controversie attinenti al ritiro dedicato o allo scambio sul posto). L'eventuale inadempimento di tale obbligo è sanzionabile dalla stessa Autorità ai sensi della normativa vigente. La condizione di procedibilità per l'azione giudiziale si considera avverata se il primo incontro presso il Servizio conciliazione si conclude senza accordo, ivi inclusi i casi di mancata comparizione della controparte. Il verbale di accordo sottoscritto dinanzi al Servizio ha valore di titolo esecutivo, ai sensi dell'art. 2, comma 24, lettera b), della legge 14 novembre 1995, n. 481. Ulteriori dettagli sul TICO sono contenuti nella *Relazione Annuale 2017*.<sup>18</sup>

In alternativa al Servizio conciliazione – universale, ad accesso gratuito per le parti, prevalentemente online e con un conciliatore terzo, imparziale e formato nei settori energetici – il cliente finale può esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione ai fini giudiziali anche utilizzando altre procedure indicate nell'art. 14 del TICO. Si tratta, in primo luogo, e per i soli clienti finali domestici, delle procedure presso gli organismi iscritti nell'Elenco ADR istituito dall'Autorità con la delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com, ivi incluse le procedure ADR di conciliazione paritetica, di cui al successivo paragrafo "Designazione dell'Autorità quale autorità competente per l'ADR nei settori regolati". In secondo luogo, i clienti finali possono altresì attivare le procedure di media conciliazione presso le Camere di commercio, così come previsto dall'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95, aderenti alla convenzione sottoscritta dall'Autorità e Unioncamere il 28 dicembre 2016 e formate nei settori energetici sia con riferimento ai mediatori che al personale addetto<sup>19</sup>. Al 31 marzo 2018, Unioncamere ha comunicato l'adesione di 44 Camere di commercio, nelle more del completamento del processo di riorganizzazione del sistema

<sup>16</sup> *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (TIQE) e Testo unico della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas (RODG).*

<sup>17</sup> Il regolamento per l'attuazione da parte di Acquirente unico delle attività svolte in avvalimento è contenuto nell'Allegato A alla delibera 14 luglio 2016, n. 383/2016/E/com, come modificata e integrata dalla delibera 1 febbraio 2018, n. 55/2018/E/idr.

<sup>18</sup> *Relazione Annuale 2017*, Vol. II Capitolo 7, paragrafo "Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie".

<sup>19</sup> Per ulteriori dettagli sulla riforma del sistema di tutele vedi *Relazione Annuale 2017*, Vol II, Capitolo 7, paragrafo "Razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami".

camerale di cui, in ultimo, al decreto del Ministro dello sviluppo economico 8 agosto 2017.

Nella successiva tavola 9.15 sono riportati i volumi in ingresso allo Sportello, nell'anno 2017 e nel primo trimestre 2018, per le attività svolte in avvalimento dell'Autorità nell'ambito del sistema di tutele per i clienti finali dei settori energetici, di cui più diffusamente al precedente paragrafo "Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti finali" e ai successivi paragrafi "Il Servizio conciliazione dell'Autorità" e "Procedure speciali e altre attività".

Il sistema di tutele sopra delineato è operativo dall'1 gennaio 2017 per i soli settori energetici, ma, a tendere e secondo gradualità, troverà applicazione per tutti i settori regolati dall'Autorità, tenuto conto delle specificità di ciascuno di essi.

In particolare, per quanto concerne il settore idrico, con la delibera 7 settembre 2017, 622/2017/E/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'estensione al settore idrico del predetto sistema di tutele. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità, con la delibera 21 dicembre 2017, 900/2017/E/idr, ha fra l'altro

stabilito di estendere l'avvalimento di Acquirente unico anche al settore idrico; con la delibera 1 febbraio 2018, 55/2018/E/idr, a valle di un articolato processo di consultazione e di incontri con gli *stakeholder* nell'ambito di specifici tavoli tecnici, l'Autorità ha definito un percorso volto ad assicurare, a partire dall'1 marzo 2018, la graduale estensione al settore idrico del sistema di tutele vigente per i settori energetici, garantendo le specificità e la valorizzazione delle esperienze territoriali. Al riguardo, e più diffusamente, il successivo paragrafo "Settore idrico: valutazione dei reclami ed estensione del sistema di tutele".

In ultimo, in linea con le finalità di armonizzazione fra settori regolati di cui sopra, con la delibera 15 febbraio 2018, 82/2018/R/rif, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'individuazione delle prime attività propedeutiche e connesse alla definizione di un sistema di tutele per la trattazione dei reclami e delle controversie degli utenti del settore dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, alla luce delle competenze attribuite all'Autorità medesima per tale settore dall'art. 1, comma 527, della legge 27 dicembre 2017, n. 205.

## TAV. 9.15

Sistema di tutele: volumi in ingresso allo Sportello, anno 2017 e I trimestre 2018

ATTIVITÀ		2017	I TRIMESTRE 2018
Livello base	Chiamate al call center 800.166654	422.036	115.083
	Richieste scritte di informazioni	4.583	1.935
	Richieste di attivazione di procedure speciali informative	11.400	4.226
Secondo livello	Domande al Servizio conciliazione	10.588	3.127
	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive	8.563	2.376
	Reclami di secondo livello reindirizzati con informativa sulle conciliazioni	7.524	1.242
Altre attività <sup>(A)</sup>	Segnalazioni	12	-
	Richieste all'help desk Associazioni	2	8

(\*) Al 31 marzo 2018 risultano anche in lavorazione 318 reclami di secondo livello ex delibera 19 giugno 2014, 286/2014/R/com. Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente.

## Il Servizio conciliazione dell'Autorità

### Dati e informazioni anno 2017 e I trimestre 2018

Nel primo anno di operatività del TICO (1 gennaio 2017 – 31 dicembre 2017), sono state presentate al Servizio conciliazione 10.588 domande, per una media di domande/giorno pari a 42,6. Rispetto al 2016, anno nel quale non era ancora operativo il tentativo obbligatorio di cui al TICO, si è registrato un notevole incremento annuo di domande in ingresso, pari al 215%.

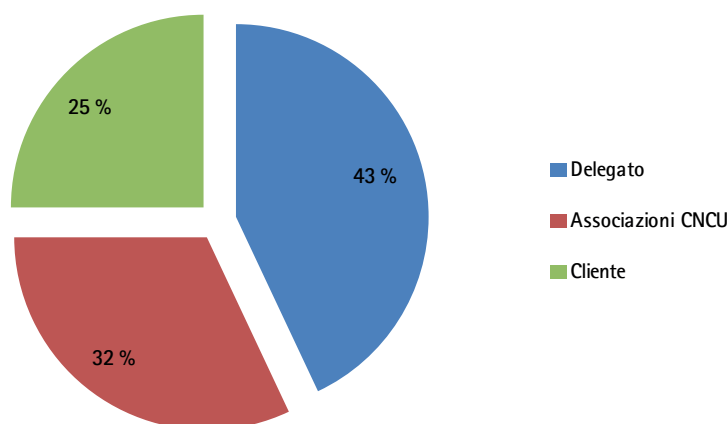
Nel 2017, come mostra la figura 9.5, si è registrato un incremento del peso degli accessi diretti dei clienti (25% contro 13% del 2016) così come dei delegati diversi dalle associazioni dei consumatori CNCU (43% contro 28% del 2016) e, per converso, una diminuzione della quota delle domande di attivazione provenienti dalle medesime associazioni (32% contro 59% del 2016).

Per quanto concerne le associazioni CNCU, si rammenta che esse, una volta identificate sulla piattaforma telematica mediante un codice, in caso di esito positivo della procedura, percepiscono per l'attività di assistenza e di rappresentanza del cliente finale dinanzi al Servizio un contributo economico a valere sul Fondo derivante dalle sanzioni irrogate dall'Autorità (si veda il precedente paragrafo "Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni"). Il 43% degli "altri delegati" è così composto: il 73% è comprensivo delle persone fisiche non identificabili con figure professionali o

associazioni, il 22% è riconducibile ad avvocati, il 3% ad amministratori di condomino, il 2% ad altre associazioni dei consumatori (che non hanno indicato all'atto della domanda il codice identificativo CNCU oppure non accreditate CNCU). Solo due, infine, le domande presentate al Servizio da parte di associazioni dei clienti finali non domestici.

L'accesso dei delegati e delle associazioni alla procedura, diversamente dai clienti finali in via diretta, ha risentito delle variazioni stagionali, essendo stato meno frequente, su base annua, nei mesi estivi e a dicembre. Guardando alle sole domande presentate con l'ausilio di un delegato sulla base dei dati indicati dagli attivanti, si ricava che la distribuzione dell'età dei soggetti che hanno delegato la presentazione delle domande medesime si concentra nella fascia dai 38 ai 57 anni, mentre per i delegati la distribuzione è maggiormente concentrata nella fascia d'età tra i 36 e i 45 anni, indicando per questi ultimi una minor variabilità e frammentazione.

Il 76% delle domande ricevute dal Servizio (figura 9.6) ha riguardato un cliente finale domestico (in lieve diminuzione rispetto al 77% del 2016). Il 60% delle domande pervenute ha avuto a oggetto il settore elettrico, in leggero aumento rispetto al medesimo dato del 2016 (58%). Combinando tipologia cliente e settore, emerge una prevalenza della clientela domestica sia nell'elettrico (66%) che nel gas (91%).

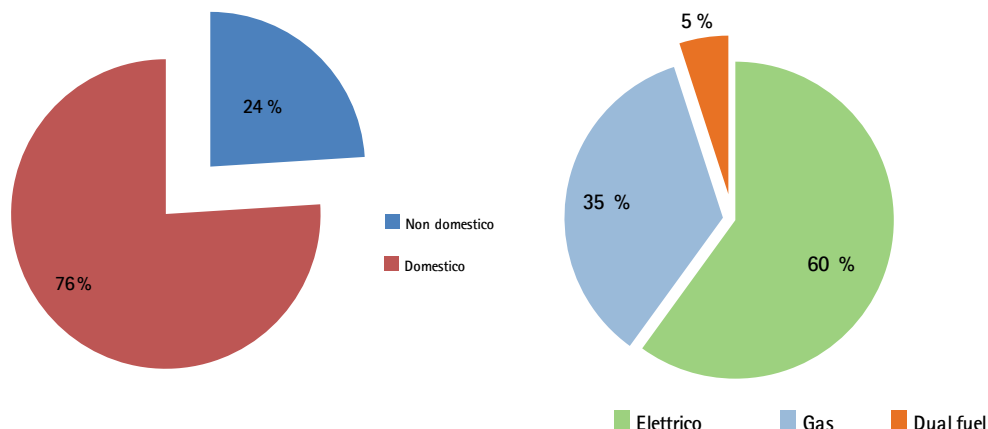


**FIG. 9.5**

Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante, anno 2017

**FIG. 9.6**

Domande al Servizio conciliazione suddivise per tipologia di cliente e settore, anno 2017



Fonte: ARERA. Servizio Conciliazione.

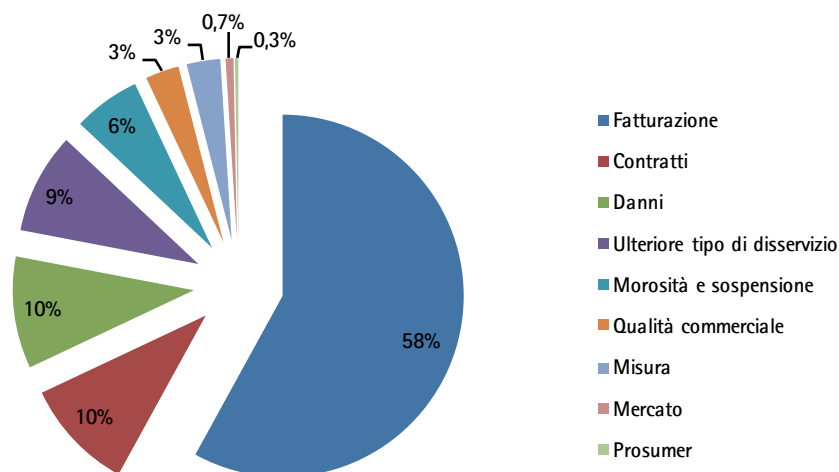
Relativamente all'argomento delle controversie (figura 9.7) azionate dinanzi al Servizio conciliazione, si conferma la prevalenza della fatturazione (58%), seppur in calo rispetto al 2016 (72%, comprensivo delle controversie in tema di misura<sup>20</sup>). Un ulteriore 20% è rappresentato equamente dalle voci relative a contratti (dato in linea con il 2016), nella maggior parte dei casi derivanti da ritardi nell'esecuzione delle prestazioni, e danni (6% nel 2016).

Per quanto concerne il valore della controversia, esso è stato dichiarato in fase di attivazione della procedura nel 59% delle domande. Di queste, l'81% reca un valore stimato inferiore a 5.000 euro<sup>21</sup>.

In merito all'andamento delle 10.588 domande pervenute al Servizio (figura 9.8), il 76% è stato ammesso alla procedura (in lieve diminuzione rispetto al 2016, quando si attestava al 79%). Con riferimento alle domande non ammesse (24%), in continuità con il trend rilevato nel 2016, più della metà (56%) corrisponde ai casi di mancato completamento della domanda da parte dell'attivante nei termini previsti dal TICO. Del restante 44%, in quasi un caso su due si è verificato il mancato rispetto dei termini (minimo e massimo) per la presentazione della domanda di conciliazione. Analizzando il dato relativo alle domande ammesse rispetto al totale delle domande per ciascuna tipologia di attivante, oltre un terzo (36%) delle domande

**FIG. 9.7**

Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione - 2017



Fonte: ARERA. Servizio Conciliazione.

<sup>20</sup> La modulistica web per la presentazione delle domande di conciliazione è stata modificata nel 2017, al fine di coordinarla con la tabella 5 del TIQV in tema di classificazione di primo e secondo livello dei reclami e delle richieste di informazione.

<sup>21</sup> Soglia degli *small claims* ex regolamento (CE) n. 861/2007 dell'11 luglio 2007 e s.m.i.

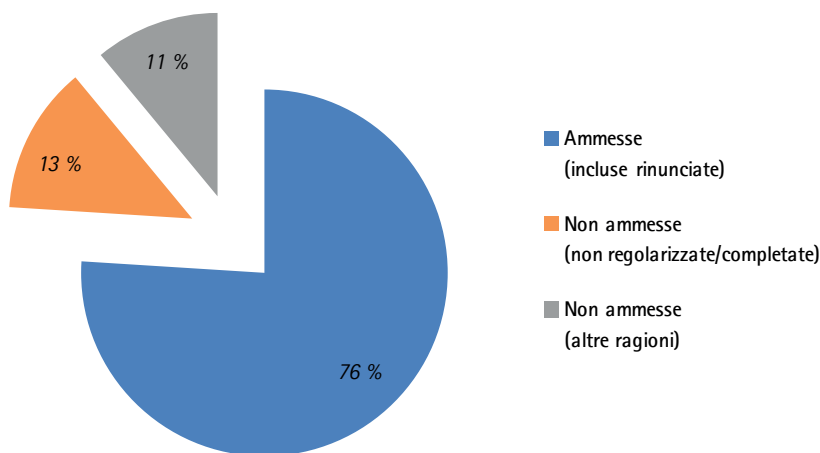
di clienti in via diretta non sono risultate ammissibili, a fronte di un 13% delle domande presentate dalle associazioni dei consumatori CNCU; per gli altri delegati, il dato oscilla fra il 21% delle altre associazioni dei consumatori, il 26% sia degli avvocati che delle persone fisiche diverse da figure professionali e associazioni e il 27% degli amministratori di condominio.

Con riferimento alle domande ammesse alla procedura, nel 39% dei casi (percentuale più che duplicata rispetto al 2016) il venditore ha richiesto la convocazione del distributore in qualità di ausilio tecnico: tali procedure si sono concluse con un accordo fra le parti (cliente finale e venditore) nel 65% dei casi. Per oltre il 90% tale convocazione ha riguardato i 10 maggiori distributori nazionali.

Il tasso di accordo complessivo (figura 9.9), in diminuzione rispetto al 2016, è risultato pari al 68% delle procedure concluse (al

netto delle procedure rinunciate, pari a circa l'1% delle ammesse). Guardando al totale degli esiti delle procedure concluse per singola tipologia di attivante, le associazioni e i clienti in via diretta fanno registrare percentuali di accordo che oscillano fra l'81% delle associazioni CNCU e il 70% delle altre associazioni, passando per il 72% dei clienti in via diretta. Più bilanciata è invece la situazione per gli altri delegati: gli avvocati raggiungono accordi nel 46% dei casi, le persone fisiche non identificabili con figure professionali o associazioni e amministratori di condominio nel 55%.

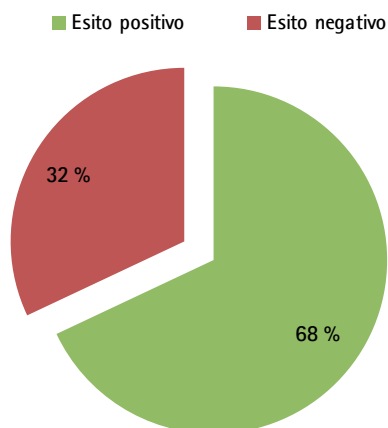
La durata media delle procedure concluse è pari a 45 giorni solari (46 per i casi di accordo, 42 per gli esiti negativi), in diminuzione rispetto ai 60 giorni del 2016, con minimi di sei giorni (casistica riconducibile alla procedura "abbreviata" per i casi di sospensione della fornitura per una fattura contestata tempestivamente con il reclamo all'operatore).



Fonte: ARERA. Servizio Conciliazione.

**FIG. 9.8**

Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione, anno 2017



Fonte: ARERA. Servizio Conciliazione.

**FIG. 9.9**

Esiti procedure concluse presso il Servizio conciliazione, anno 2017

Nel primo trimestre 2018, sono pervenute al Servizio 3.127 domande di conciliazione, con un incremento pari a circa il 30% rispetto all'analogo periodo del 2017. Riguardo alla tipologia di attivante, si registrano un incremento dei delegati diversi dalle associazioni (48%) e una lieve diminuzione sia delle associazioni CNCU (28%) che degli accessi diretti da parte dei clienti finali (24%). Inoltre, si conferma la prevalenza delle domande aventi a oggetto controversie di clienti domestici (72%) e riguardanti il settore elettrico (58%). Per quanto riguarda gli argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio, anche nei primi mesi del 2018 i più frequenti sono stati fatturazione, contratti e danni (nell'insieme, circa il 77% sul totale delle domande presentate). Nel 60% delle domande presentate è stato dichiarato anche il valore da parte dell'attivante, che nel 78% dei casi non supera i 5.000 euro. Il tasso di ammissibilità delle domande presentate al Servizio è pari all'80%, in forte aumento rispetto al dato aggiornato al 2017, e ciò anche in virtù dell'apparente miglioramento delle performance dei clienti che accedono in via diretta (per essi, infatti, il tasso di inammissibilità si riduce al 26% delle domande presentate). Riguardo alle cause di inammissibilità, aumenta notevolmente il peso dei casi di mancato completamento/regolarizzazione della domanda da parte dell'attivante (poco meno dell'80% del totale). In aumento è anche la percentuale di convocazioni del distributore quale ausilio tecnico (42%).

Infine, considerato il numero delle domande ammesse e delle relative procedure avviate nel primo trimestre 2018, al 31 marzo ne risultano concluse poco più della metà (considerato il termine massimo di conclusione pari a 90 giorni solari dalla domanda completa, eventualmente prorogabile di altri 30). Fra queste, nel 61% dei casi le parti hanno raggiunto un accordo (il dato sembra risentire dell'incremento delle procedure concluse con esito negativo da parte dei delegati diversi dalle associazioni CNCU, pari al 63% delle procedure avviate da tali delegati). Le procedure concluse con esito positivo hanno fatto registrare una durata media di 35 giorni solari.

---

### Adempimento dell'obbligo partecipativo al Servizio conciliazione

---

Al fine di partecipare alle procedure conciliative presso il Servizio conciliazione e dunque adempiere all'obbligo partecipativo

sancito nel TICO, stante lo svolgimento prevalentemente online della procedura, ciascun operatore deve effettuare l'abilitazione alla piattaforma telematica del servizio medesimo. Si tratta, nel dettaglio, di accreditare le persone fisiche che riceveranno e gestiranno le domande di conciliazione interagendo col Servizio (segreteria dell'operatore) e quelle che rappresenteranno l'operatore al tavolo conciliativo virtuale, munite di delega a conciliare e transigere conferita mediante procura notarile. Con la nuova piattaforma telematica è inoltre richiesta l'abilitazione di un referente, con funzione di interfaccia unica col Servizio, al fine di efficientare i flussi anche alla luce dell'aumento dei volumi dovuto all'obbligatorietà.

Le procedure per effettuare l'abilitazione e le informazioni sui documenti necessari a tal fine sono riportate nella comunicazione di avvio della procedura conciliativa e convocazione alla medesima, inviata dal Servizio, una volta ammessa la domanda di conciliazione del cliente finale, all'operatore non ancora abilitato. Tale abilitazione è dunque effettuata una volta per tutte le procedure successive. Il meccanismo appena descritto è in funzione sin dall'avvio operativo del Servizio conciliazione in chiave volontaria (1 aprile 2013) ed è stato condiviso e affinato dal servizio medesimo con i principali operatori nel corso del triennio di fase sperimentale concluso il 31 dicembre 2016, nonché, in vista dell'avvio della nuova piattaforma telematica, con incontri ad hoc di presentazione e l'invio di istruzioni dedicate, per permettere la nuova abilitazione in via "preventiva" rispetto all'eventuale convocazione a successivi incontri conciliativi. L'art. 10, comma 10.8, del TICO, stabilisce che: "L'assenza dell'Operatore o Gestore che è tenuto ad aderire alla procedura ai sensi dell'art. 8, comma 8.4, è comunicata dal Responsabile del Servizio all'Autorità per i seguiti di competenza". Inoltre, ai sensi dell'art. 16, comma 16.1, lettera f), dell'Allegato A alla delibera 383/2016/E/com, "L'Acquirente unico invia agli Uffici dell'Autorità [...] un rapporto mensile a cura del Servizio conciliazione sulle domande ricevute, sull'andamento delle procedure e sui loro esiti [...]". L'Autorità, sulla base di tali informazioni, effettua interventi graduali di *enforcement*, quali forme di intimazione o diffida nei confronti degli esercenti inadempienti, cui può seguire l'adozione di provvedimenti prescrittivi o sanzionatori.

## Procedure speciali e altre attività

Le procedure speciali sono state previste nell'ambito del sistema di tutele con riferimento a fattispecie caratterizzate da un contesto di regole articolato e "ad applicazione automatica" (come quelle per il bonus o la doppia fatturazione o in materia di procedura ripristinatoria volontaria) e da informazioni codificate e disponibili in banche dati centralizzate (es. Sistema Informativo Integrato - SII, Sistema indennitario, Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche - SGAt). Tali caratteristiche consentono allo Sportello, sulla base della sola documentazione ricevuta in fase di attivazione della procedura speciale e delle informazioni già codificate, di determinare l'esito della controversia (procedure speciali risolutive) o di fornire l'informazione richiesta (procedure speciali informative). I tempi di risposta/risoluzione vanno da un minimo di cinque a un massimo di 30 giorni lavorativi. L'interazione dello Sportello con gli operatori è limitata alla fase degli adempimenti che conseguono alla risoluzione della controversia.<sup>22</sup>

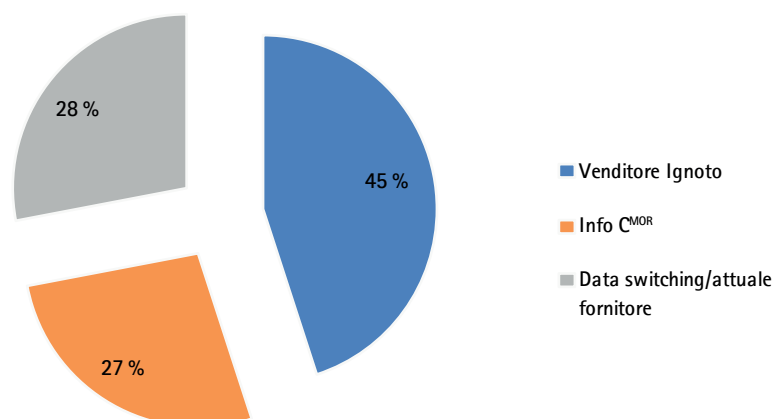
### Anno 2017

Con riferimento alle procedure speciali informative, nel 2017 si registrano 11.400 richieste, di cui il 75% riferite al settore elettrico, il 19% al settore gas e il 6% a entrambi i settori. Emerge (figura 9.10)

una prevalenza delle richieste connesse al venditore ignoto (45%), cioè ai casi di voltura in cui il cliente finale, che vuole volturare a suo nome un contratto, si rivolge allo Sportello perché non è in grado di identificare l'esercente titolare del POD/PDR interessato; seguono le richieste volte a conoscere l'attuale controparte commerciale e la data di *switching* (28%) e quelle finalizzate a individuare il venditore che ha richiesto l'applicazione del C<sup>MOR</sup> (27%) che, nel 2017, interessano il solo settore elettrico.

I tempi di risposta a queste richieste, che non comportano alcuna interazione con le controparti commerciali, sono quelli illustrati nella tavola 9.16.

Le procedure speciali risolutive, una volta attivate, stante la potenziale idoneità nell'estinguere la problematica, fanno venir meno la necessità di esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione, fatti salvi eventuali profili risarcitori connessi alla controversia. In totale (figura 9.11) sono 8.563 le richieste di attivazione di tali procedure speciali nel 2017, con la netta prevalenza delle pratiche bonus (81%), seguite dai casi relativi alla procedura "C<sup>MOR</sup>-bis", incentrata sulla verifica dei presupposti di annullamento del C<sup>MOR</sup> (9%), e da quelli connessi alla procedura ripristinatoria volontaria regolata, da ultimo, con il



**FIG. 9.10**

Procedure speciali informative, anno 2017

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente.

<sup>22</sup> Per ulteriori dettagli: *Relazione Annuale 2017*, Vol. II, Capitolo 7, paragrafo "Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie".



## TAV. 9.16

Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative, anno 2017

PROCEDURE SPECIALI INFORMATIVE	GIORNI LAVORATIVI <sup>(A)</sup> SPORTELLO	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI <sup>(B)</sup> SPORTELLO
Venditore ignoto	10	8
Venditore che ha richiesto il C <sup>MOR</sup>	10	5
Data switching/venditore	5	3

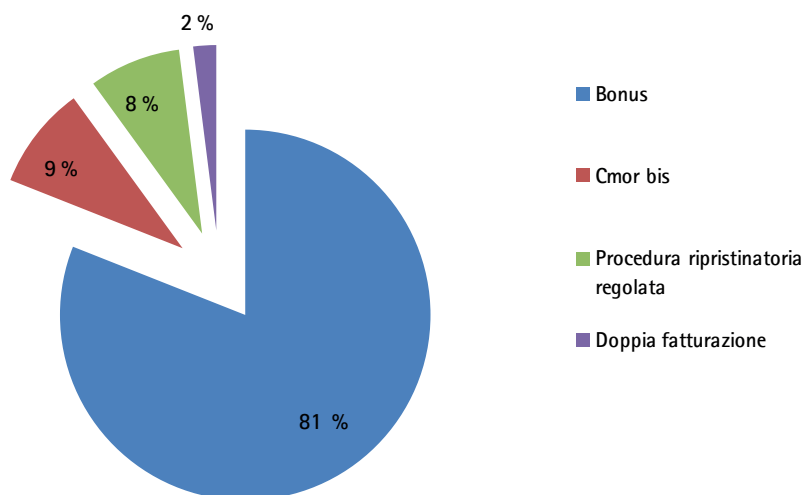
(A) Livelli di servizio ex Tabella 1 All. A alla delibera 383/2016/E/com.

(B) Contabilizzati dalla ricezione della richiesta del cliente.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente.

## FIG. 9.11

Procedure speciali risolutive, anno 2017



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente

TIRV (8%). Si registrano, infine, percentuali molto basse per la procedura in tema di doppia fatturazione (2%) e solo un caso di richiesta di attivazione della procedura speciale per mancata erogazione dell'indennizzo automatico dovuto entro i termini massimi previsti dalla regolazione.

Con riferimento alle pratiche di attivazione di procedure speciali risolutive, lo Sportello ha comunicato 138 casi di risposta tardiva, pari all'1,6% delle procedure attivate (di cui il 93% relativi alla procedura speciale bonus), 38 casi di mancata risposta, pari allo 0,4% delle procedure attivate (tutti nella procedura speciale "C<sup>MOR</sup>-bis") e tre casi di risposta non conforme alla regolazione applicabile a tali procedure. La risposta viene considerata non ricevuta se perviene oltre il 15° giorno lavorativo dallo scadere della tempistica ordinaria per la risposta.

Di seguito (tavola 9.17) è riportato il dato sui tempi di risposta alle richieste di attivazione delle procedure speciali risolutive nell'anno 2017, con riferimento sia allo Sportello che agli esercenti.

Focalizzando l'attenzione sui 38 casi di assenza di risposta, essi hanno riguardato in gran parte il mancato rispetto dei tempi previsti dalla regolazione con riferimento al flusso di informazioni e adempimenti fra gli operatori nel caso di annullamento del C<sup>MOR</sup> e conseguente rettifica tempestiva della fatturazione: tali problematiche sono state per lo più risolte *extra-time*. I pochi e non significativi casi di formale inadempimento sono stati oggetto di segnalazione dallo Sportello all'Autorità per i seguiti di competenza.

Con riferimento infine alle altre attività svolte in avvalimento dell'Autorità, diverse dalle procedure speciali e dal *contact center*, nel corso

**TAV. 9.17**

Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive - 2017

PROCEDURE SPECIALI RISOLUTIVE	GIORNI LAVORATIVI <sup>(A)</sup> SPORTELLO	GIORNI LAVORATIVI <sup>(B)</sup> ESERCENTE	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI <sup>(C)</sup> SPORTELLO	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI <sup>(C)</sup> ESERCENTE
Bonus	10	20	7	12
Ritorno precedente fornitore (TIRV)	10	-	6	-
Doppia fatturazione	5	10	7	7
Mancata erogazione indennizzo	10	10	5	2

(A) Livelli di servizio ex Tabella 1, All. A alla delibera 383/2016/E/com.

(B) Tempi di risposta ex Appendice 2, All. A alla delibera 383/2016/E/com.

(C) Contabilizzati dalla ricezione della richiesta del cliente. Nel caso del TIRV, sono contabilizzati dalla ricezione del rigetto da parte del venditore.

Fonte: AREGA Elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente.

del 2017, lo Sportello, come già anticipato nelle pagine precedenti<sup>23</sup>, ha ricevuto 7.524 reclami di secondo livello, che ha provveduto a reindirizzare informando il cliente sulla percorribilità del canale conciliativo per la risoluzione del caso di specie e sulle modalità per accedere alle relative procedure. Il 14% dei clienti "reindirizzati" ha utilizzato il Servizio conciliazione; non sono invece disponibili informazioni sull'eventuale utilizzo di altre procedure.

Inoltre, al 31 dicembre 2017, erano ancora in lavorazione 322 casi aperti nell'anno 2016 relativi a reclami di secondo livello, gestiti in conformità alla delibera 286/2014/R/com.

Per quanto concerne, invece, lo strumento delle segnalazioni, esso ha avuto un utilizzo esiguo: solo 12 sono state quelle presentate da clienti o associazioni nell'intero 2017.

L'Help desk dedicato per gli sportelli delle associazioni, infine, non è stato ancora utilizzato: solo due sono le richieste ad oggi pervenute allo Sportello.

In ultimo, nell'arco di tutto il 2017, con riferimento a procedure speciali, richieste di informazione e segnalazioni, hanno interagito con lo Sportello soprattutto i clienti senza l'ausilio di delegati (83%). Il principale canale di accesso è stato l'e-mail (40%); il portale clienti del sito web dello Sportello, obbligatorio per i delegati professionisti e per le associazioni, è stato utilizzato nel 20% dei casi.

### Primo trimestre 2018

Nel primo trimestre 2018, sono pervenute allo Sportello 4.226 richieste di attivazione di procedure speciali informative, con un

trend di argomenti che riflette quanto registrato nel corso del 2017. Prevalgono, infatti, le richieste connesse al venditore ignoto a seguito di voltura (47%), mentre il restante 53% è rappresentato dalle richieste volte a conoscere l'attuale controparte commerciale e la data di *switching* (29%) e di quelle per l'individuazione del venditore che ha richiesto l'applicazione del C<sup>MOR</sup> (24%). I tempi di risposta dello Sportello si confermano pari a tre giorni lavorativi effettivi per le richieste relative a controparte commerciale/data di *switching*; sono in diminuzione per la procedura relativa al venditore ignoto (5 giorni) e per quella in tema di C<sup>MOR</sup> (4 giorni).

Con riferimento alle procedure speciali risolutive, il totale delle richieste ammonta a 2.376 e risulta suddiviso in maniera sostanzialmente conforme con quanto analizzato nel corso del 2017: l'87% è rappresentato da pratiche inerenti al bonus, mentre il 9% riguarda la procedura "C<sup>MOR</sup>-bis". Percentuali non significative sono registrate per la procedura ripristinatoria volontaria (2%) e la tematica della doppia fatturazione (2%). Solo due i casi di procedura speciale sulla mancata erogazione dell'indennizzo.

Per tali procedure risolutive, i tempi di risposta dello Sportello sono in linea con quanto sopra riportato per il 2017, tranne che per la procedura in tema di bonus, che fa registrare una riduzione a quattro giorni lavorativi effettivi. I tempi effettivi di risposta degli esercenti, rispetto al 2017, risultano confermati per quanto riguarda la procedura speciale in materia di bonus, di poco superiori per la doppia fatturazione (8 giorni) e in aumento per la procedura sugli

<sup>23</sup> Paragrafo "Sportello per il consumatore Energia e Ambiente: l'informazione ai clienti finali", di questo stesso Capitolo.

indennizzi (10 giorni), ma sempre entro i tempi massimi di risposta previsti dall'Autorità.

Ancora in tema di procedure speciali risolutive, lo Sportello ha comunicato quattro casi di mancata risposta (tutti relativi alla procedura "C<sup>MOR</sup>-bis") e un solo caso di risposta non conforme alla regolazione applicabile.

Riguardo alle altre attività svolte dallo Sportello in avvalimento, si registrano 1.242 reclami di secondo livello reindirizzati alla conciliazione, con un tasso di passaggio al Servizio conciliazione pari a circa

il 4%. I casi di reclamo di seconda istanza in lavorazione presso lo Sportello e gestiti in conformità alla delibera 286/2014/R/com sono 318. Sono otto i casi di utilizzo dell'*help desk* per gli sportelli delle associazioni. Non si registrano segnalazioni.

Nel trimestre in argomento, infine, si confermano la prevalenza dell'accesso diretto dei clienti finali senza delegati ai servizi dello Sportello (79%) e l'utilizzo del canale e-mail (36%); si registra, invece, un incremento degli accessi tramite portale web (29%).

## Designazione dell'Autorità quale autorità competente per l'ADR nei settori regolati

L'Autorità, in attuazione dell'art. 141-*decies* del Codice del consumo, con delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com, ha istituito l'Elenco degli organismi ADR deputati a gestire, nei settori di competenza, procedure ADR ai sensi del Titolo II-*bis* della Parte V del Codice del consumo, disciplinando, nell'Allegato A, il procedimento per l'iscrizione nell'Elenco e le modalità di svolgimento delle attività relative alla gestione, alla tenuta e alla vigilanza dell'Elenco medesimo (di seguito: Disciplina), nonché previsto l'emanazione di eventuali linee guida applicative<sup>24</sup>

Al 31 marzo 2018, compreso il Servizio conciliazione dell'Autorità (iscritto con delibera 620/2015/E/com), nell'Elenco ADR dell'Autorità, pubblicato sul sito ufficiale della stessa Autorità, risultano iscritti 15 organismi, di cui sei di conciliazione paritetica, basati su appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese di vendita (tavola 9.18). Per gli organismi ADR di conciliazione paritetica, il Codice del consumo, all'art. 141-*ter*, stabilisce ulteriori requisiti di terzietà e indipendenza per l'iscrizione in Elenco. Gli altri organismi iscritti sono a loro volta organismi di mediazione (come tali, iscritti quindi anche nel Registro degli organismi di

mediazione tenuto dal Ministero della giustizia ai sensi del decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28 e del decreto ministeriale 18 ottobre 2010, n. 180), che hanno attestato il possesso della formazione specialistica in uno o più settori di competenza dell'Autorità per almeno un conciliatore.

Ai sensi dell'art. 141-*decies*, comma 2, ogni autorità competente, fra l'altro, vigila sull'Elenco nonché sui singoli organismi ADR. Segnatamente, l'attività di vigilanza dell'Autorità sull'Elenco ADR e sugli organismi iscritti si esplica nel caso di eventuali condotte assunte dall'organismo iscritto in Elenco contrarie all'impianto normativo e regolatorio in materia di ADR (e ai regolamenti procedurali approvati) e/o nei casi in cui l'organismo non abbia mantenuto i requisiti previsti per l'iscrizione e/o qualora non abbia adempiuto agli obblighi di rendicontazione delle attività svolte e/o di formazione e aggiornamento dei propri conciliatori. L'attività di vigilanza:

- è attuata su segnalazione di chiunque abbia interesse o d'ufficio, mediante l'analisi delle relazioni di attività e la ricezione degli elenchi dei conciliatori in possesso della formazione specialistica, nonché per mezzo del monitoraggio dei contenuti

<sup>24</sup> Per ulteriori dettagli, *Relazione Annuale 2016 e Relazione Annuale 2017*, Vol. II, Capitolo 7, paragrafo "Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie".

**TAV. 9.18**Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 marzo 2018<sup>(A)</sup>

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Servizio conciliazione ARERA	18/12/2015 energia elettrica e gas <sup>(B)</sup>
Organismo ADR di conciliazione paritetica Eni Gas e Luce SpA- Associazioni di consumatori	11/01/2016 energia elettrica e gas
Organismo ADR Edison Energia - Associazioni dei consumatori CNCU	12/02/2016 energia elettrica e gas
Negoziante paritetica Enel	03/03/2016 energia elettrica e gas
Sicome SC - Organismo di mediazione (C)	11/03/2016 energia elettrica e gas; 16/03/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
Borlaw - Organismo di mediazione	25/03/2016 energia elettrica e gas; 31/05/2016 energia elettrica, gas e servizi idrici
Istituto Nazionale per la Mediazione e l'Arbitrato Inmediar - Organismo di mediazione	03/02/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo ADR A2A - Associazioni dei consumatori	24/02/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo ADR Acea - Associazioni dei consumatori	24/02/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
S.P.F. Mediazione - Organismo di mediazione	12/06/2017 energia elettrica e gas
ADR Intesa - Organismo di mediazione (C)	12/06/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
Equilibrium - Organismo di mediazione	12/06/2017 energia elettrica e gas
AccademiADR - Organismo di mediazione	03/11/2017 energia elettrica e gas
Tota Consulting - Organismo di mediazione (C)	01/12/2017 energia elettrica e gas
Organismo di conciliazione paritetica Iren -Associazioni CNCU.	26/02/2018 energia elettrica, gas, servizi idrici, teleriscaldamento e teleraffrescamento

(A) A seguito di domanda di iscrizione presentata alla fine del mese di marzo 2018, è stato iscritto in Elenco anche l'organismo ADR di conciliazione paritetica E.ON Energia SpA/Associazioni dei consumatori, con efficacia dal 12 aprile 2018, per i settori dell'energia elettrica e del gas.

(B) Servizi idrici da 1 luglio 2018.

(C) Organismo iscritto in Elenco ai sensi dell'art. 7, comma 7.1, della Disciplina, "Organismi iscritti in altri Elenchi".

Fonte: ARERA

dei siti web degli organismi oppure alla luce delle comunicazioni degli organismi medesimi in merito all'eventuale modifica delle informazioni rese in fase di iscrizione;

- può culminare, se del caso, nella cancellazione dell'organismo dall'Elenco, mediante un procedimento con garanzie di contraddittorio documentale e adeguate tempistiche per la correzione di quanto contestato, disciplinato dall'art. 5 della Disciplina adottata dall'Autorità, in attuazione dell'art. 141-*decies*, comma 4, del Codice del consumo.

### Relazioni di attività

L'art. 141-*quater*, comma 2, del Codice del consumo, stabilisce l'obbligo per gli organismi ADR di rendere disponibili al pubblico, sui

propri siti web, su un supporto durevole su richiesta e in altra modalità funzionale al perseguimento delle finalità di trasparenza, le relazioni annuali d'attività aventi i contenuti dettagliati nel comma in argomento. Un analogo obbligo di rendicontazione delle attività, con trasmissione all'autorità competente, è inoltre previsto per ciascun organismo dall'art. 141-*nonies*, comma 4, ma con cadenza biennale, a far data dal secondo anno di iscrizione.

I contenuti delle relazioni di attività annuali e biennali previsti dai pertinenti articoli del Codice del consumo differiscono fra loro, seppur in minima parte; tuttavia, al fine di fornire una continuità di rilevazione e permettere un confronto utile sull'andamento delle procedure ADR, anche in linea con gli adempimenti e le tempistiche previsti nell'art. 39 del TIQV, si è ritenuto opportuno effettuare uno sforzo di armonizzazione, in chiave interpretativa, fra le due

tipologie di relazione, in sostanza optando per una “annualizzazione” della relazione biennale. Pertanto, nell’ambito di specifiche comunicazioni inviate agli organismi iscritti nel 2016 e nel 2017 nell’Elenco, sono stati individuati i seguenti contenuti minimi delle relazioni da trasmettere ogni anno all’Autorità:

- domande pervenute (sia per controversie nazionali che, eventualmente, anche transfrontaliere) e, di queste, domande ammesse e non ammesse alla procedura, con relativo dettaglio delle cause di inammissibilità;
- classificazione delle domande per materia seguendo le categorie indicate nella Tabella 5 del TIQV (per le controversie relative al settore idrico, ciascun organismo adotta soluzioni di classificazione idonee a ricomprendere in modo omogeneo le principali casistiche di conciliazione);
- modalità con cui la domanda di conciliazione è stata presentata all’organismo (es. piattaforma telematica, e-mail, posta, fax, etc.);
- procedure concluse con accordo o senza accordo e procedure concluse in modo diverso dall’accordo o dal non accordo (es. rinuncia delle parti), procedure interrotte;
- durata media delle procedure e dettaglio relativo ai casi di proroga della durata delle procedure oltre il termine ordinario di conclusione delle stesse;
- dati e informazioni in merito alle eventuali procedure pendenti al 31 dicembre dell’anno precedente a quello oggetto di rilevazione (per i soli organismi ADR iscritti in Elenco in almeno due anni solari consecutivi);
- percentuale di rispetto, se nota, degli esiti delle procedure ADR;
- eventuali cause sistematiche o significative generatrici delle controversie tra consumatori e professionisti;
- eventuale cooperazione con organismi ADR all’interno di reti di organismi ADR che agevolano la risoluzione delle controversie transfrontaliere.

Per gli organismi ADR iscritti nell’Elenco ADR dell’Autorità nel corso del 2016, è stata anche richiesta, in via sperimentale, ai sensi dell’art. 141-*nonies*, comma 4, lettera h), del Codice del consumo, un’analisi qualitativa, a libera compilazione, avente a oggetto “la valutazione dell’efficacia della procedura ADR offerta dall’organismo e di eventuali modi per migliorarla”. Tale analisi non soggiace all’obbligo di pubblicazione sul sito web dell’organismo ADR.

In una fase di prima attuazione, si è stabilito altresì che la relazione annuale degli organismi ADR in argomento sia inviata all’Autorità in forma libera. Per quanto concerne la sua pubblicazione sul sito web dell’organismo, si è ritenuto di affidare all’organismo medesimo la scelta delle relative modalità, purché coerenti con le finalità indicate dal Codice del consumo. Con riferimento ai dati per l’anno 2016, la scadenza per la trasmissione dei dati medesimi è stata il 31 luglio 2017; per i successivi anni, si è stabilito che le relazioni annuali degli organismi ADR debbano essere trasmesse e pubblicate entro il 28 febbraio dell’anno successivo a quello di riferimento.

---

### Aggiornamento formativo

---

I conciliatori incaricati della risoluzione delle controversie relative ai settori di competenza dell’Autorità, nei quali l’organismo intende operare, devono possedere anche i 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 sarà 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 4° semestre solare successivo al semestre solare in cui si è svolta la precedente sessione di formazione o aggiornamento.

Ai sensi dell’art. 141-*nonies*, comma 2, del Codice del consumo, qualora le informazioni comunicate ai fini dell’iscrizione (ivi incluse quelle relative alla formazione dei conciliatori) vengano modificate, gli organismi ADR devono informarne l’autorità competente. L’art. 141-*quater*, comma 1, lettera c), del Codice del consumo, prevede che l’elenco dei conciliatori aggiornato sia reso disponibile sul sito web dell’organismo.

In attuazione di tali disposizioni, è stata prevista una modalità di inoltro all’Autorità degli elenchi dei conciliatori di ciascun organismo con cadenza semestrale a data fissa, ossia entro il 31 luglio ed entro il 31 gennaio di ogni anno con riferimento al semestre precedente. In tale trasmissione, ciascun organismo ADR, mediante dichiarazione resa dal proprio rappresentante ai sensi del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, deve indicare:

- i nominativi dei conciliatori attivi alla data di inoltro dell'Elenco, con evidenza del possesso di una valida formazione specialistica (o relativo aggiornamento) alla predetta data;
- i nominativi dei conciliatori non più attivi alla data di inoltro dell'Elenco e le ragioni della loro cancellazione, ivi inclusi i nominativi dei conciliatori inseriti in Elenco e cancellati nel corso del semestre di riferimento.

L'organismo è altresì tenuto all'aggiornamento tempestivo dell'Elenco dei conciliatori pubblicato nel proprio sito web, al ricorrere di ogni modifica/integrazione, indipendentemente dalla predetta tempistica di comunicazione all'Autorità. Si è ritenuto, infine, che l'adempimento in questione sia idoneo a soddisfare anche l'analogo obbligo di rendicontazione di cui all'art. 141-*nonies*, comma 4, lettera g), del Codice del consumo.

### Principali dati anni 2016 e 2017

Il numero delle domande ricevute dagli organismi ADR iscritti nell'Elenco al 31 dicembre 2017, a esclusione del Servizio conciliazione dell'Autorità - per un totale di 13 organismi ADR, di cui cinque di conciliazione paritetica settoriali e otto organismi di mediazione trasversali - è stato complessivamente inferiore rispetto al 2016. In particolare, sono diminuite le richieste inviate per i settori dell'energia elettrica e del gas (2.072 nel 2017 contro 2.735 nel 2016) mentre sono aumentate le domande di conciliazione nel settore idrico (190 nel 2017 contro 106 nel 2016) anche in ragione dell'incremento del numero di organismi iscritti operativi in tale settore. Agli organismi ADR di conciliazione paritetica è riconducibile il 95% del totale delle domande presentate per tutti e tre i settori in argomento.

Nell'ambito dei settori energetici, con riferimento all'anno 2016, 1.366 domande hanno riguardato il settore gas, 1.337 l'elettrico (32 sono le domande *dual fuel* registrate da un solo organismo ADR di

conciliazione paritetica). Anche nel 2017, il gas prevale con 1.085 domande, a fronte delle 965 nel settore elettrico (nel medesimo periodo si registrano anche quattro domande *dual fuel* per un organismo di conciliazione paritetica, 18 ricevute da due organismi ADR trasversali di cui però non si conosce il dettaglio per settore).

Sia nel settore energetico che in quello idrico aumenta la percentuale di domande ammesse alla procedura rispetto a quelle ricevute: nel settore energetico la percentuale è pari all'81% nel 2017 a fronte del 77% nel 2016, mentre nel settore idrico la percentuale delle procedure ammesse è pari al 73% a fronte del 65% nel 2016. Il dato è positivo e potrebbe essere sintomatico di un ampliamento delle casistiche oggetto di conciliazione e, lato cliente e utente finale, di una maggiore chiarezza dei requisiti formali e sostanziali per l'accesso alle procedure, nonché di una semplificazione degli strumenti di accesso medesimi. Per quanto riguarda le modalità di accesso alla procedura, infatti, la maggior parte degli organismi dichiara di aver adottato forme online di accesso (piattaforma telematica o email), eventualmente affiancate anche da canali tradizionali (es. fax).

Come si evince dalla tavola 9.19, sia nel 2016 che nel 2017 la maggior parte delle richieste ha interessato i seguenti temi: fatturazione, morosità e sospensione, contratti e misura. Le domande legate a problematiche afferenti alla misura sono nettamente diminuite rispetto al 2016, mentre sono aumentate, principalmente nel settore gas, quelle legate a controversie afferenti a morosità e sospensione. Per quanto riguarda i casi di inammissibilità delle domande di conciliazione, le varie casistiche riportate dagli organismi ADR in fase di elaborazione dei dati sono state accorpate per omogeneità, perché, se da un lato è vero che i motivi di rifiuto sono stati standardizzati nel Codice del consumo, dall'altro, è altrettanto vero che tali motivi non appaiono esaustivi, considerato che ciascun organismo ADR può nel proprio regolamento di procedura prevedere ulteriori cause di inammissibilità della domanda.

### TAV. 9.19

Principali tematiche oggetto di attivazione della procedura (2016 e 2017) – Organismi ADR

ARGOMENTO DOMANDE	ANNO 2017	ANNO 2016
Fatturazione	1.208	1.697
Morosità e sospensione	466	281
Contratti	208	181
Misura	155	438

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Relazioni annuali organismi ADR.

Ciò premesso, se nel 2016 le principali cause di inammissibilità avevano riguardato il mancato rispetto dei termini minimi e massimi dal reclamo e dall'eventuale risposta per la presentazione della domanda (41%), i casi fuori ambito (sia soggettivo che oggettivo, 26%), la mancanza del reclamo preventivamente inviato all'esercente (16%) e domanda duplicata oppure già sottoposta ad altro organismo ADR o al giudice (14%), nel 2017 tali casistiche appaiono confermate (figura 9.12), ma in ordine diverso: 44% fuori ambito soggettivo e oggettivo, 20% mancato rispetto dei termini, 19% mancanza del reclamo scritto, 11% domanda duplicata.

Quanto agli esiti delle procedure di conciliazione, i dati e le informazioni ricevute dagli organismi ADR iscritti in Elenco evidenziano un andamento positivo: aumenta la quota percentuale di procedure concluse con accordo anche rispetto al 2016. Nello specifico, per i settori energetici (gas, elettrico e *dual fuel*), nel 2017 (figura 9.13) il 72% delle procedure concluse (escluse quelle interrotte e rinunciate dal cliente) si sono chiuse con accordo delle parti, mentre il 28% senza accordo; nel 2016, invece, tale quota percentuale era pari all'82%. Sempre con riferimento al 2017, un identico trend si registra anche nel settore idrico.

Tra le motivazioni di mancata conclusione con accordo si registra anche una percentuale dovuta a mancata adesione dell'operatore

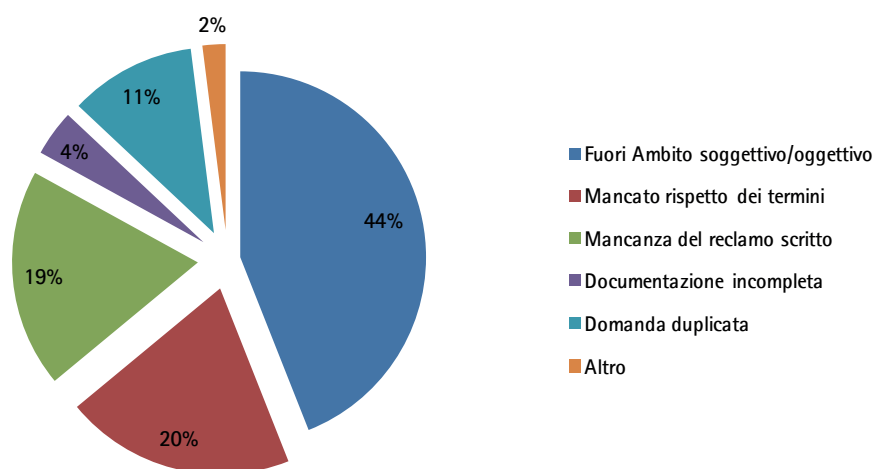
alla procedura che per i settori energetici, nel 2017, è pari al 33% del totale delle procedure concluse senza accordo. I casi di conclusione della procedura senza accordo per mancata adesione dell'operatore sono imputabili esclusivamente agli organismi ADR trasversali, poiché non sussiste dinanzi a tali organismi un obbligo partecipativo della controparte, diversamente da quanto accade per le conciliazioni paritetiche ADR (obbligo assunto volontariamente dall'operatore che ha sottoscritto il protocollo).

Gli accordi raggiunti nel 2017 dagli organismi ADR diversi dal Servizio conciliazione sono riconducibili per il 99% agli organismi ADR di conciliazione paritetica e tra questi ultimi, il tasso di accordo su procedure concluse, sia nei settori energetici che in quello idrico, è pari all'80%.

Per quanto riguarda i tempi medi di conclusione della procedura, sia nel 2016 che nel 2017 le informazioni fornite dagli organismi ADR<sup>25</sup> evidenziano una differenza a seconda che la procedura si sia conclusa con o senza accordo tra le parti. Inoltre, al netto di eventuali proroghe, è indicativa una riduzione dal 2016 al 2017 delle tempistiche necessarie per il raggiungimento degli accordi, imputabile prevalentemente agli organismi ADR di conciliazione paritetica: dai 96 giorni del 2016 ai 48 giorni del 2017. Sul punto, con particolare riferimento agli organismi ADR di conciliazione paritetica, dovrebbe aver influito anche la scelta degli organismi

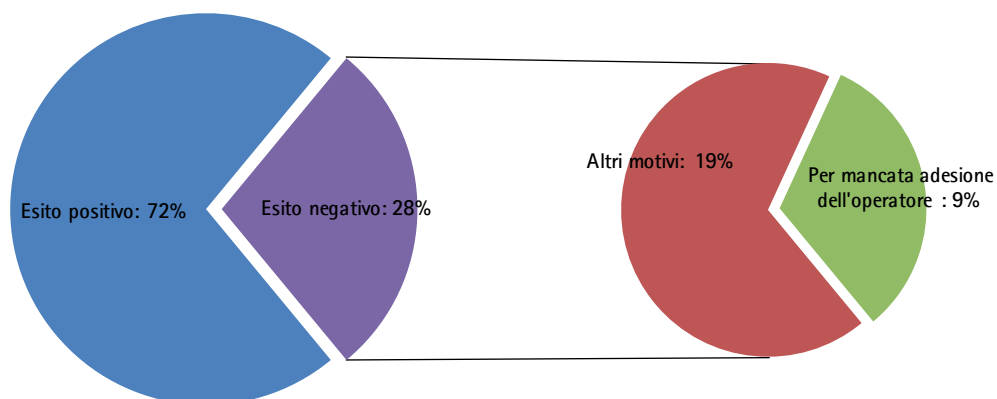
**FIG. 9.12**

Principali motivi di inammissibilità della domanda (2017) – Organismi ADR



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Relazioni annuali organismi ADR.

<sup>25</sup> Il dato è puramente orientativo, poiché non tutti gli organismi hanno fornito dati e informazioni sui tempi medi per ogni periodo temporale di riferimento e per ogni settore. Su 12 organismi ADR che hanno ricevuto nel 2017 domande di conciliazione, 10 hanno fornito anche i dati relativi ai tempi medi di conclusione delle procedure conciliative.

**FIG. 9.13**

Principali motivi di inammissibilità della domanda (2017) – Organismi ADR

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Relazioni annuali organismi ADR.

medesimi di incentivare il ricorso a strumenti *online* di svolgimento delle procedure (prevalentemente, la conciliazione si svolge mediante scambio di email); e ancora, anche la scelta di efficientare, da un lato, l'operato della segreteria di conciliazione nell'istruttoria delle domande e nella convocazione dei relativi incontri, e dall'altro lato, la fase di conclusione della procedura, in passato fortemente ancorata alla ricerca *ex post* del consenso del

cliente alla proposta di accordo individuata dalla commissione di conciliazione.

Infine, aumentano i giorni medi per la conclusione delle procedure senza accordo: 64 giorni nel 2016, 72 giorni nel 2017.

In tutti i casi esaminati, i termini previsti dalle disposizioni dettate dal Codice del consumo (90 giorni prorogabili per un massimo di altri 90 giorni) appaiono comunemente rispettati.

## Indagine conoscitiva sugli obblighi informativi in tema di ADR

L'art. 14-*sexies* del Codice del consumo, come novellato dal decreto legislativo 6 agosto 2015, n. 130, fra l'altro pone in capo ai professionisti che si siano impegnati a ricorrere a uno o più organismi ADR per risolvere le controversie insorte con i consumatori, l'obbligo di informare questi ultimi in merito all'organismo o agli organismi competenti (comma 1) e di fornire tali informazioni "in modo chiaro, comprensibile e facilmente accessibile sul sito web del professionista, ove esista, e nelle condizioni generali applicabili al contratto di vendita o di servizi stipulato tra il professionista e il consumatore" (comma 2). Inoltre, al terzo comma è previsto anche

che: nel caso in cui non sia possibile risolvere una controversia tra un consumatore e un professionista stabilito nel rispettivo territorio in seguito a un reclamo presentato direttamente dal consumatore al professionista "quest'ultimo fornisce al consumatore le informazioni di cui al comma 1, precisando se intenda avvalersi dei pertinenti organismi ADR per risolvere la controversia stessa. Tali informazioni sono fornite su supporto cartaceo o su altro supporto durevole".

L'Autorità ha dato attuazione alla predetta normativa adottando specifiche disposizioni volte a stabilire obblighi informativi in capo



ai venditori di energia in materia di attivazione e disponibilità di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie. Anche tali misure si collocano nel quadro della suddetta riforma del sistema di tutele, stanti, da un lato, la centralità del tentativo obbligatorio di conciliazione quale condizione di procedibilità per l'accesso alla giustizia ordinaria e, dall'altro, la finalità ad esse sottesa di accrescere la consapevolezza del cliente finale in merito alla disponibilità degli strumenti di tutela a sua disposizione per la risoluzione delle controversie insorte con il proprio operatore e non risolte con il reclamo; finalità che, al contempo, costituisce uno strumento di capacitazione del cliente medesimo, anche alla luce del processo di consolidamento della liberalizzazione dei mercati *retail*.

Il comma 2 dell'art. 141-*sexies* del Codice del consumo ha trovato attuazione nell'ambito del Codice di condotta commerciale, con riferimento, dunque, ai rapporti contrattuali di fornitura fra esercenti la vendita e clienti finali cui siano riconducibili punti di riconsegna esclusivamente alimentati in bassa tensione e/o consumi di gas naturale complessivamente non superiori a 200.000 S(m<sup>3</sup>)/anno. In particolare:

- ai sensi del dell'art.3, comma 3.5, del Codice di condotta commerciale, "Gli esercenti la vendita indicano sul loro sito web in modo chiaro e facilmente accessibile almeno le modalità di attivazione del Servizio conciliazione dell'Autorità e di eventuali altri organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie, ai quali si impegnano a partecipare per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione da parte del cliente finale e la cui procedura sia gratuita. Per i clienti domestici indicano altresì il riferimento all'Elenco degli organismi ADR di cui articolo 141-*decies* del Codice del consumo";
- ai sensi del dell'art. 11, comma 11.1, lettera j), sempre del Codice di condotta commerciale, "I contratti di fornitura predisposti dagli esercenti la vendita e consegnati o trasmessi ai clienti finali [...] contengono almeno: [...] le modalità di attivazione delle eventuali procedure extragiudiziali di risoluzione delle controversie. In particolare, devono essere indicate almeno le modalità di attivazione del Servizio conciliazione dell'Autorità e di eventuali altri organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie, ai quali l'esercente la vendita si impegna a partecipare per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione da parte del cliente finale e la cui procedura sia gratuita".

Il comma 3 ha trovato invece attuazione nell'ambito del TIQV e, in particolare, nel nuovo art. 11, comma 11.1, lettera i), ai sensi del quale "nel caso in cui non sia possibile estinguere il reclamo, l'esercente la vendita fornisce al cliente finale le informazioni per risolvere la controversia, indicando quanto già previsto in contratto ai sensi dell'articolo 11, comma 11.1, lettera j), del Codice di condotta commerciale".

Gli obblighi informativi in materia di attivazione e disponibilità delle procedure di risoluzione extragiudiziale, con riferimento ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale, sono operativi dall'1 gennaio 2017.

Con delibera 6 luglio 2017, 504/2017/E/com, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva in tema di obblighi informativi sull'attivazione e la disponibilità di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie per gli esercenti la vendita dei settori dell'energia elettrica e del gas, di cui ai predetti artt. 3, comma 3.5, e 11, comma 11.1, lettera j), del Codice di condotta commerciale. Tale indagine è stata chiusa con delibera 1 marzo 2018, 98/2018/E/com.

L'indagine è stata mirata alla verifica delle informazioni di cui sopra rese dai venditori di energia sui siti web e nelle condizioni generali di contratto ivi pubblicate ed è stata svolta, come indicato nella delibera 504/2017/E/com, mediante il monitoraggio dei siti web dei venditori che servono più di 50.000 punti di prelievo e/o punti di riconsegna, anche cumulativamente. L'indagine è stata condotta su un totale di 68 esercenti, in larga parte fornitori sia di energia elettrica che di gas naturale (per complessivi 147 *record*, ossia contratti analizzati).

Attraverso il predetto monitoraggio, effettuato nell'arco temporale compreso fra il 20 ottobre 2017 e il 27 novembre 2017 coerentemente con il termine di chiusura dell'indagine (30 novembre 2017), è stato possibile rilevare un doppio livello di dati raccolti: uno, di tipo oggettivo, ha permesso di individuare i casi in cui le informazioni obbligatorie siano state rese o meno; l'altro, di tipo qualitativo, ha invece consentito di indagare più a fondo sulla efficacia del messaggio informativo reso, in termini di chiarezza, sia complessivamente che per ciascuna delle singole voci previste.

Per quanto concerne il primo livello di dati raccolti - di tipo oggettivo - le informazioni sulla conciliazione prescritte dal Codice di condotta commerciale, riguardo al sito web, non sono rinvenibili per il 34% degli esercenti (28% dei *record*). Per il 66% degli esercenti (72% dei *record*) è invece possibile rintracciare tali informazioni sui siti web (per quasi un esercente su due, tramite accesso diretto dalla

home page). Il link all'Elenco ADR dell'Autorità è stato pubblicato sui siti web di 32 esercenti (82 *record*).

Relativamente alle condizioni generali di contratto, esse non sono risultate accessibili per il 37% degli esercenti (35% dei *record*). Per i restanti esercenti è in gran parte presente (circa tre esercenti su quattro) una clausola contrattuale riguardante la conciliazione, anche in via esclusiva.

Per quanto riguarda il secondo livello di dati raccolti – di tipo qualitativo – relativamente ai siti web, l'informazione resa è risultata pienamente soddisfacente (chiara) per poco più di due esercenti su quattro, in termini di percezione immediata alla luce della collocazione del sito (nella prospettiva di un primo accesso da parte del cliente finale) nonché con riferimento agli specifici contenuti. Fra gli esercenti che hanno previsto una clausola contrattuale relativa alla conciliazione, invece, l'informazione è apparsa in misura maggiore poco chiara.

Con riguardo alle voci specifiche oggetto dell'obbligo informativo, l'informazione sui siti web è risultata in gran parte corretta per quanto concerne la gratuità delle procedure offerte (82% degli esercenti, 77% dei *record*) e l'obbligatorietà della conciliazione ai fini dell'accesso al giudizio (circa il 90% degli esercenti e dei *record*). L'informazione sull'obbligo partecipativo dell'esercente è invece resa da quasi un operatore su tre (per poco più di un *record* su 3). Solo nove operatori (23 *record*) fanno registrare la presenza sul proprio sito web di una informazione chiara e completa riguardo a tutte e tre le voci analizzate. Per quanto riguarda le condizioni

generali di contratto, sono sostanzialmente replicati i trend sopra sintetizzati a proposito del sito web: l'informazione sulla gratuità è risultata presente per il 67% di esercenti e *record*, quella sull'obbligo del tentativo per il 64% degli esercenti (71% dei *record*), per il 23% degli esercenti (31% dei *record*) quella sull'obbligo partecipativo. Solo tre operatori hanno incluso in maniera chiara e completa tutte e tre le voci considerate nei contratti disponibili sul web, per un totale di 14 *record*.

Complessivamente è emerso un quadro disomogeneo e frammentario sul piano della completezza e della chiarezza dei contenuti informativi in questione prescritti per il sito web e per le condizioni generali di contratto; ciò nonostante la natura di contenuto minimo delle disposizioni del Codice di condotta commerciale oggetto di indagine, la semplicità delle modifiche al sito web o ai format contrattuali ivi pubblicati e l'entrata in vigore delle suddette disposizioni all'1 gennaio 2017.

L'inadempimento degli obblighi informativi sopra menzionati, relativamente al livello oggettivo di dati raccolti, costituisce il presupposto per l'adozione di graduali provvedimenti di *enforcement* da parte dell'Autorità, come previsto dalla delibera di avvio dell'indagine in argomento. Per i dati di tipo qualitativo, invece, si potranno ipotizzare eventuali azioni di chiarimento interpretativo/applicativo, anche mediante la diffusione di proposte di buone pratiche o interventi specifici quali FAQ sul sito web dell'Autorità, nonché incontri ad hoc con gli stakeholder.

## Settore idrico: valutazione dei reclami ed estensione del sistema di tutele

Nel corso dell'anno 2017 è proseguita l'attività dell'Autorità in materia di gestione e valutazione dei reclami, delle richieste di informazioni e delle segnalazioni degli utenti del servizio idrico integrato.

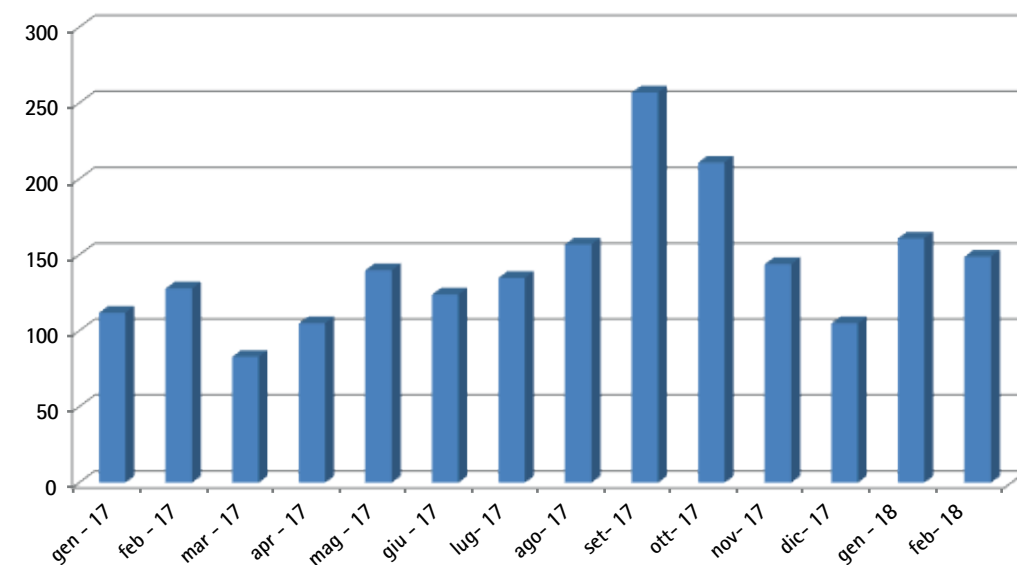
A seguito dell'applicazione delle disposizioni che regolano la qualità contrattuale del servizio idrico integrato (RQSI<sup>26</sup>) e delle disposizioni relative al servizio di misura (TIMSI<sup>27</sup>), è aumentata la consapevolezza, da parte degli utenti, degli standard specifici e

<sup>26</sup> Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono, Allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, n. 655/2015/R/idr.

<sup>27</sup> Regolazione del servizio di misura nell'ambito del servizio idrico integrato a livello nazionale, All. A alla delibera 5 maggio 2016, n. 218/2016/R/idr.

**FIG. 9.14**

Flussi documentali aventi a oggetto richieste di informazioni, segnalazioni e reclami trasmessi all'Autorità da parte degli utenti del settore idrico, anno 2017 e gennaio-febbraio 2018



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente.

generali della qualità nonché dei propri diritti e delle tutele previste. A ciò si è aggiunto l'aggiornamento e la pubblicazione, da parte dei gestori, sui propri siti web, delle Carte dei servizi e la pubblicazione sul sito internet dell'Autorità dell'*Atlante del consumatore del servizio idrico*, che hanno contribuito a generare, nel 2017, un generale incremento, rispetto ai volumi 2016, dei flussi documentali aventi a oggetto richieste di informazioni, segnalazioni e reclami da parte degli utenti del servizio idrico (figura 9.14).

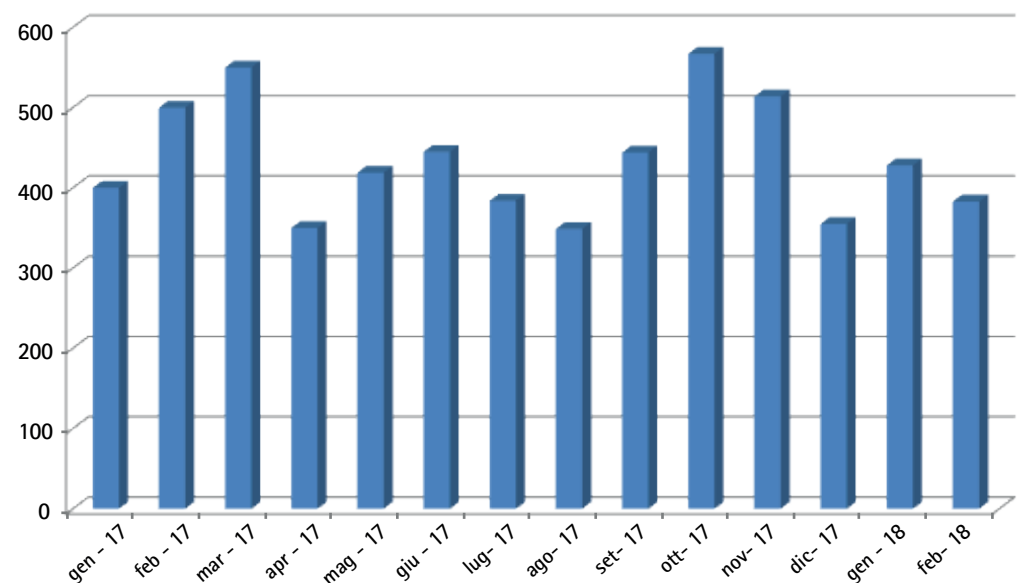
Nel periodo gennaio 2017 - febbraio 2018 sono stati oltre 2.000 i reclami trasmessi dagli utenti agli uffici dell'Autorità;

quest'ultima, stante il rilevante numero delle comunicazioni trasmesse, ha dato priorità alle segnalazioni relative a casi collettivi, caratterizzati da urgenza o oggetto di ripetuti solleciti, per i quali ha individuato procedure volte ad assicurarne un trattamento efficace, prevedendo tempestive risposte agli utenti e, ove necessario, diffide e segnalazioni nei confronti dei gestori interessati (figura 9.15).

Nella figura 9.16 vengono rappresentati i temi oggetto dei reclami e delle segnalazioni, trasmessi all'Autorità nel 2017, che hanno riguardato principalmente aspetti attinenti a fatturazione (24%),

**FIG. 9.15**

Reclami trasmessi all'Autorità dagli utenti del settore idrico, anno 2017 e gennaio-febbraio 2018



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente.

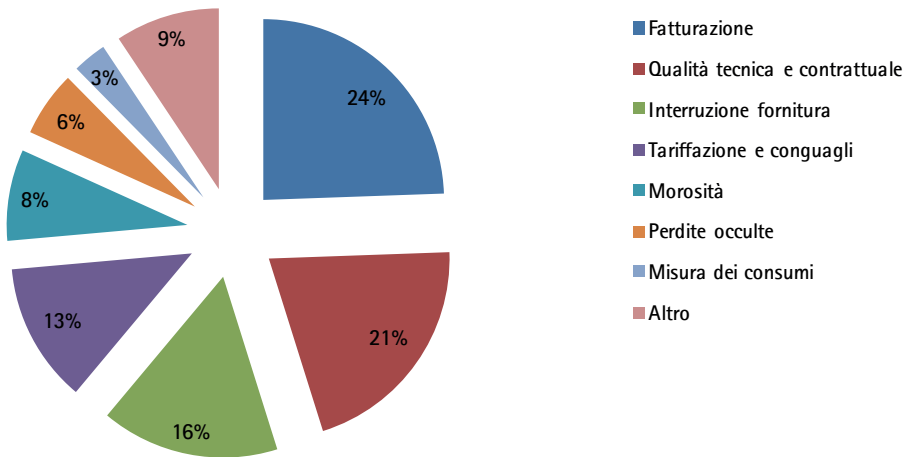


FIG. 9.16

Tipologia di reclami trasmessi all'Autorità dagli utenti del settore idrico, anno 2017

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente.

qualità tecnica e contrattuale del servizio (21%), interruzioni della fornitura (16%), tariffe e conguagli (13%).

Come si desume dalla figura 9.15 precedente, a partire dal mese di luglio e fino a quello di ottobre 2017, si è registrato un significativo incremento del numero di reclami e di segnalazioni trasmesse agli uffici dell'Autorità. Tale incremento è riconducibile al fenomeno legato alla crisi idrica che, come noto, ha interessato in particolar modo alcune zone d'Italia e che ha determinato richieste di informazioni e segnalazioni sia da parte di singoli utenti che di associazioni, Comuni e Regioni. Molti gestori, in coordinamento con gli Enti di governo dell'ambito, hanno riscontrato le richieste di informazioni dell'Autorità, comunicando le modalità operative con le quali sono state gestite le situazioni di maggiore criticità segnalate dagli utenti.

In tal senso, è stato avviato un monitoraggio del fenomeno, al fine di assicurare la corretta informazione all'utenza circa i piani di intervento straordinari attivati dai gestori, per mettere a disposizione, nelle zone più critiche, maggiori disponibilità di risorse e prevedere delle turnazioni programmate della fornitura del servizio idrico.

Per accertare l'effettività e la portata dei diversi disservizi segnalati l'Autorità, con la delibera 1 febbraio 2018, 56/2018/E/idr, ha inoltre avviato un'indagine conoscitiva sui temi più frequentemente oggetto dei reclami e delle segnalazioni, allo scopo di acquisire informazioni e dati dai gestori interessati, verificare il rispetto delle disposizioni vigenti in materia e valutare i presupposti per eventuali interventi di natura sanzionatoria e/o regolatoria.

Con l'approvazione della legge annuale per il mercato e la concorrenza (n. 124/17), è stato previsto che l'Autorità possa avvalersi

di Acquirente unico per il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione per tutti i settori oggetto di regolazione a beneficio dei clienti finali e degli utenti. Conseguentemente, con la delibera 7 settembre 2017, 622/2017/E/idr, è stato avviato un procedimento per l'estensione al settore idrico del sistema di tutele già definito per i clienti finali dei settori dell'energia elettrica e del gas. A seguito del processo di consultazione, avviato con i documenti per la consultazione 28 settembre 2017, 667/2017/E/idr e 21 dicembre 2017, 899/2017/E/idr, sono state raccolte le osservazioni di tutti gli *stakeholder* coinvolti e sono stati individuati i criteri per procedere, attraverso un percorso graduale, all'avvalimento di Acquirente unico per tutte le attività connesse al servizio di *call center*, alla gestione efficiente dei reclami e delle controversie insorte tra gli utenti e i gestori del servizio idrico integrato e al servizio di conciliazione *online*. In tal senso, con la delibera 27 dicembre 2017, 920/2017/A, è stata anche modificata la precedente denominazione dello Sportello per il consumatore in "Sportello per il consumatore energia e ambiente" eliminando così i riferimenti divenuti impropriamente restrittivi rispetto alle materie trattate dal servizio, in considerazione, tra l'altro, dell'estensione delle competenze attribuite dal Legislatore all'Autorità.

Come sopra accennato, la gestione dei reclami, delle richieste di informazioni e delle segnalazioni degli utenti del servizio idrico ha risentito, nel corso del 2017, della definitiva applicazione delle previsioni di cui alla RQSII e al TMSII. In tale contesto, il quadro regolatorio di settore si è andato ulteriormente definendo, con l'approvazione, da parte dell'Autorità, dei criteri per la definizione

dell'articolazione tariffaria applicata agli utenti del servizio idrico (*Testo integrato corrispettivi servizi idrici -TICSI*<sup>28</sup>), con la disciplina della qualità tecnica del servizio idrico integrato (*Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato - RQTII*<sup>29</sup>) e, infine, con l'approvazione del *Testo integrato delle modalità applicative del bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati (TIBSI*<sup>30</sup>).

Tale attività di ampliamento delle previsioni regolatorie di interesse per gli utenti del servizio idrico è stata complementare all'attività di avvio del procedimento per la graduale estensione al settore idrico del sistema di tutele già previsto dall'Autorità per i settori energia elettrica e gas.

Tenuto conto del mutato assetto regolatorio e delle nuove esigenze venutesi a creare in tema di tutele degli utenti del servizio idrico, con la delibera 55/2018/E/idr, l'Autorità, a far data dall'1 marzo 2018, ha previsto di avvalersi di Acquirente unico, oltre che per la gestione delle richieste di informazione, delle istanze e delle segnalazioni, anche per il trattamento dei reclami di seconda istanza inviati dagli utenti finali, assegnandone la competenza allo Sportello. A tal fine, ferma restando l'applicabilità della delibera 383/2016/E/com per le attività in comune con i settori energetici, l'Autorità ha anche approvato uno specifico regolamento (Allegato B) che disciplina transitoriamente il trattamento dei reclami da parte dello Sportello, prevedendo che lo stesso regolamento si applichi anche ai casi inviati dagli utenti all'Autorità e non ancora definiti, al fine di assicurarne una efficace trattazione.

Con la delibera 55/2018/E/idr, l'Autorità ha inoltre previsto la possibilità di attivare il Servizio conciliazione, su base volontaria, in alternativa al reclamo di seconda istanza, per le controversie aventi a oggetto tutte le tematiche di interesse per l'utente con l'esclusione di quelle che esulano dall'ambito di applicazione del TICO e di quelle relative alla qualità dell'acqua, approvando una disciplina transitoria (Allegato A), con efficacia dall'1 luglio 2018.

La disciplina transitoria di cui al combinato disposto degli Allegati A e B della delibera 55/2018/E/idr, tenuto conto della durata temporale dei relativi progetti operativi approvati dall'Autorità con la delibera 900/2017/E/idr (scadenza 31 dicembre 2019), in vista dell'applicazione a regime del TICO e, con esso, dell'intero sistema di tutele, è efficace fino al 30 giugno 2019.

Nel mese di marzo 2018, il *call center* dello Sportello ha gestito circa 233 chiamate da parte di utenti (90% domestici) del servizio idrico; le richieste di informazioni hanno riguardato, in particolare modo, il bonus idrico (75%), i diritti degli utenti le tutele e le modalità di risoluzione delle controversie (25%). Sono stati inviati allo Sportello 933 reclami; di questi il 50% è relativo a nuove pratiche, mentre il restante 50% fa riferimento a reclami o segnalazioni già inviati all'Autorità e trasmessi da quest'ultima allo Sportello, ai sensi dell'art. 3, comma 3, della delibera 55/2018/E/idr, al fine di assicurarne una efficace trattazione. I temi oggetto dei reclami hanno riguardato la fatturazione (85%), la qualità tecnica e contrattuale del servizio (10%), lavori e allacciamenti, tariffe e misura dei consumi (restante 5%).

28 All. A alla delibera 28 settembre 2017, n. 665/2017/R/idr.

29 Ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono, All. A alla delibera 27 dicembre 2017, n. 917/2017/R/idr.

30 All. A alla delibera 21 dicembre 2017, n. 897/2017/R/idr.

---

# Interventi specifici – Disposizioni urgenti in materia di interventi per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni del 24 agosto 2016 e successivi

---

Con la delibera 252/2017/R/com, l'Autorità, dando attuazione a quanto previsto dall'art. 48, comma 2, del decreto legge 17 ottobre 2016, n. 189, ha approvato le disposizioni in materia di agevolazioni tariffarie e rateizzazione dei pagamenti per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni del 24 agosto 2016 e successivi.

In particolare, la delibera 252/2017/R/com, in coerenza con quanto previsto dalla normativa primaria in materia, ha individuato i soggetti beneficiari delle agevolazioni tariffarie e ha disposto che, per il periodo di durata delle agevolazioni, a tali soggetti:

- in relazione al settore elettrico e gas, non si applichino le componenti tariffarie a copertura dei costi di rete, le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali e delle ulteriori componenti nonché i corrispettivi per le prestazioni e i contributi agli esercenti la distribuzione e/o la vendita per nuove connessioni, disattivazioni, riattivazioni e/o volture di utenze;
- in relazione al settore idrico, non si applichino i corrispettivi tariffari riferiti alla fornitura dei servizi di acquedotto, fognatura e depurazione e le relative componenti UI, nonché i corrispettivi applicati dai gestori del SII per nuove connessioni, disattivazioni, riattivazioni e/o volture di utenze, ivi inclusi i contributi di allacciamento.

Con la sopra citata delibera l'Autorità, al fine di garantire la massima tutela agli utenti e ai clienti finali colpiti dal sisma, ha disposto l'applicazione del principio di portabilità dell'agevolazione, il quale prevede il riconoscimento delle agevolazioni tariffarie ai soggetti che, avendo la propria abitazione inagibile a seguito degli eventi sismici, siano stati costretti a trasferirsi in un'altra località, anche se situata in Comuni diversi da quelli di cui Allegati 1, 2 e 2 bis al decreto legge n. 189/16.

La succitata delibera ha altresì disposto:

- per quanto attiene alle previsioni in materia di sospensione dei pagamenti di estendere di ulteriori sei mesi il termine di

sospensione delle fatture emesse o da emettere, inizialmente fissato dalla delibera 28 dicembre 2016, 810/2016/R/com, per tutti i soggetti che dimostrino l'inagibilità del fabbricato, casa di abitazione, studio professionale o azienda, ai sensi del testo unico di cui decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445;

- la ripresa della fatturazione – una volta terminato il periodo di sospensione dei pagamenti – con l'emissione della fattura unica di conguaglio che contabilizza le agevolazioni previste e la rateizzazione dei corrispettivi eventualmente dovuti;
- per quanto attiene alle previsioni in materia di rateizzazione dei pagamenti, la possibilità di rateizzare gli importi relativi al servizio elettrico, al servizio gas e al servizio idrico integrato su un periodo minimo pari a 24 mesi, senza applicazione di interessi a carico dell'utente ovvero del cliente finale;
- le modalità operative per consentire agli esercenti ovvero ai gestori del servizio idrico integrato di accedere al meccanismo delle compensazioni dei minori ricavi derivanti dall'applicazione delle suddette agevolazioni.

Successivamente, con la delibera 13 luglio 2017, 517/2017/R/com l'Autorità ha:

- modificato la delibera 252/2017/R/com al fine di estendere, in particolare, l'applicazione del principio di portabilità dell'agevolazione (nei limiti della potenza precedentemente impegnata dall'utenza inagibile a causa del sisma) anche alle utenze produttive e/o commerciali che, a causa dell'inagibilità dei locali, trasferiranno o hanno già trasferito la propria attività presso le nuove aree commerciali delocalizzate o altra sede localizzata nei comuni del cratere (di cui agli Allegati 1, 2 e 2 bis del decreto legge n. 189/16) attivando una nuova utenza;

- previsto un termine ultimo (36 mesi dal sisma) entro il quale il soggetto abbia facoltà di presentare istanza per il riconoscimento delle agevolazioni, nel caso in cui le medesime non siano riconosciute in maniera automatica.

Il decreto legge 20 giugno 2017, n. 91, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2017, n. 123, ha emanato ulteriori disposizioni urgenti per il proseguimento, fino a un massimo di 180 giorni, delle attività emergenziali nelle aree del Centro Italia colpite dal sisma e per l'efficacia delle attività di protezione civile.

Con comunicazione del 10 agosto 2017, la Presidenza del Consiglio dei ministri ha rappresentato all'Autorità il perdurare delle condizioni di emergenza e di forte disagio per le popolazioni colpite dagli eventi sismici, chiedendo all'Autorità medesima di valutare l'adozione di ogni opportuna misura a sostegno di tali popolazioni che consenta altresì un coordinamento delle agevolazioni già previste dalla delibera 252/2017/R/com con il prolungamento dello stato di emergenza.

L'Autorità, con la delibera 11 agosto 2017, 608/2017/R/com, è intervenuta sulle delibere 810/2016/R/com e 252/2017/R/com in particolare modificando i termini di emissione della fattura unica di conguaglio (prevedendo che tale fattura non possa essere emessa prima del 28 febbraio 2018) ed estendendo l'applicazione delle misure finanziarie a sostegno degli esercenti l'attività di vendita sino all'emissione di tale fattura unica di conguaglio.

A tutela dei clienti e degli utenti finali, l'Autorità ha, inoltre, previsto che sino al momento dell'emissione della fattura unica di conguaglio non sia possibile dare corso a eventuali azioni di sospensione della fornitura, né applicare le disposizioni in materia di morosità.

Più recentemente, le disposizioni normative emanate a tutela delle popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni del 24 agosto 2016 e successivi sono state modificate dal decreto legge 16 ottobre 2017, n. 148 convertito con modificazioni dalla legge 4 dicembre 2017, n. 172, che, all'art. 2 bis, dispone:

- al comma 24, limitatamente ai soggetti danneggiati che dichiarino l'inagibilità del fabbricato, casa di abitazione, studio professionale o azienda, "ai sensi del testo unico di cui al

decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445, con trasmissione della dichiarazione agli enti competenti", la sospensione dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere previsti dall'art. 48, comma 2, del decreto legge n. 189/16 e il loro differimento alla data del 31 maggio 2018;

- al comma 25, che sia attribuito all'Autorità il compito di disciplinare le modalità di rateizzazione, per un periodo non inferiore a 36 mesi, delle fatture i cui pagamenti sono stati sospesi con provvedimenti da adottare entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione (6 dicembre 2017).

Pertanto, l'Autorità con la delibera 8 febbraio 2018, 81/2018/R/com, ha ulteriormente modificato le precedenti delibere 810/2016/R/com e 252/2017/R/com:

- prorogando i termini di sospensione dei pagamenti, nonché il termine previsto per l'emissione della fattura unica di conguaglio, prevedendo che tale fattura non possa essere emessa prima del 31 maggio 2018;
- estendendo a 36 mesi il periodo minimo di rateizzazione degli importi relativi al servizio elettrico, al servizio gas e al servizio idrico integrato, in conformità a quanto disposto dal succitato art. 2 bis, comma 25, della legge 172/17;
- garantendo all'utente e al cliente finale la facoltà di effettuare il pagamento delle fatture i cui termini di pagamento sono stati sospesi secondo i normali termini di scadenza, consentendo altresì ai gestori del servizio idrico integrato ovvero agli esercenti l'attività di vendita la facoltà di emettere la predetta fattura unica di conguaglio prima del termine del 31 maggio 2018 su espressa richiesta degli utenti/clienti finali che non intendano avvalersi della disciplina in materia di sospensione dei pagamenti;
- estendendo l'applicazione delle misure di anticipazione finanziaria previste della delibera 810/2016/R/com per tutto il periodo di sospensione dei pagamenti ovvero fino all'emissione della fattura unica.





# 10.

## Vigilanza e contenzioso

---

### Intersettoriale

---

# Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

---

## Indagini, vigilanza e controllo

---

### Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

---

L'*enforcement* delle disposizioni previste dall'Autorità è attuato attraverso il controllo dei comportamenti degli operatori, di volta in volta individuati sulla base di documenti programmatici predisposti con cadenza annuale o a seguito di segnalazioni o evidenze in possesso degli Uffici. A tal fine l'Autorità si avvale di indagini, sopralluoghi e controlli documentali riguardanti impianti, processi e servizi relativi ai settori d'interesse dell'Autorità.

Nel corso del 2017, hanno avuto luogo:

- indagini conoscitive, relative a tematiche individuate come prioritarie dal *Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018*, in particolare nel periodo di riferimento è proseguita l'indagine in materia di investimenti dichiarati dalle imprese;
- verifiche ispettive in loco, relativamente a un ampio spettro di materie, con attenzione particolare a temi prioritari come la tutela dei consumatori, la qualità del servizio, il corretto funzionamento dei mercati e il controllo degli incentivi erogati e delle voci di costo riconosciute in tariffa;
- controlli documentali, in particolare relativi alla corretta applicazione degli obblighi di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione delle società di distribuzione, elettriche e del gas, e alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità, nonché alle informazioni fornite nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità.

Anche nel 2017, in continuità con gli anni precedenti, l'Autorità si è avvalsa della collaborazione della Guardia di Finanza per lo svolgimento della maggior parte delle attività di *enforcement*, in attuazione del vigente Protocollo d'intesa tra le due istituzioni, ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68. Il contributo del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza rappresenta un supporto essenziale alle attività di controllo dell'Autorità.

In esito alle attività di controllo e in caso di inottemperanza alle disposizioni regolatorie sono adottati i conseguenti provvedimenti a carattere sanzionatorio e/o prescrittivo nei confronti degli operatori. Essi costituiscono anche un importante fattore di *moral suasion* volto al corretto comportamento delle imprese regolate. Gli esiti di tale attività rilevano anche al fine dell'implementazione o aggiornamento della disciplina regolatoria, in un'ottica di continuo miglioramento, secondo logiche che considerano le risultanze dei controlli anche come utile contributo per la verifica dell'efficacia della regolazione (c.d. processo di ciclo regolatorio).

---

### Indagine conoscitiva in materia di investimenti delle imprese regolate

---

Con la delibera 6 giugno 2014, 256/2014/E/com, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva pluriennale in merito agli investimenti delle imprese regolate. Nell'ambito di tale indagine, l'Autorità ha ulteriormente sviluppato i controlli di natura documentale sui costi di investimento dichiarati ai fini della determinazione delle tariffe pagate dai clienti finali. I controlli sono svolti con la collaborazione del Nucleo Speciale per l'Energia e il Sistema Idrico della Guardia di Finanza.

Nel primo semestre del 2017, a seguito dell'esame della documentazione trasmessa da Italgas, è stata raggiunta la conclusione delle attività istruttorie previste dalla delibera 14 aprile 2016, 177/2016/E/gas con riferimento al Canone per l'occupazione di spazi e aree pubbliche (COSAP) versato al Comune di Roma negli anni 2009 e 2010, ed è stata avviata l'attività istruttoria riferita ai medesimi costi per gli anni 2011, 2012 e 2013, con riferimento ai quali la Società ha reso disponibile ulteriore documentazione attualmente in corso di valutazione. L'ambito dell'indagine pluriennale di cui alla delibera citata è stato inoltre ulteriormente esteso con la delibera 6 aprile 2017, 220/2017/R/gas, in particolare con riferimento alle rettifiche tariffarie richieste dalla società Napoletana Gas, fusa per incorporazione in Italgas Reti con effetti dall'1 ottobre 2017. Il termine per la chiusura dell'istruttoria è stato fissato al 30 giugno 2018.

## Verifiche ispettive

L'Autorità, ai fini di un efficace svolgimento della propria attività di controllo presso gli operatori regolati, si è avvalsa nel 2017, in continuità con gli anni precedenti, della collaborazione di soggetti di comprovata autorevolezza ed esperienza nelle attività ispettive e nella verifica tecnica ed economica nei settori di competenza, in particolare:

- della Guardia di Finanza e, soprattutto, del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico (per 122 verifiche delle 124 complessive effettuate);
- di Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria (Innovhub), per l'effettuazione dei controlli tecnici della qualità del gas, realizzati tramite i prelievi a sorpresa del gas naturale sulle reti di distribuzione, secondo quanto previsto da un contratto rinnovato annualmente (61 controlli effettuati);
- del Gestore dei servizi energetici (GSE), per l'espletamento delle attività tecniche sottese all'accertamento e alla verifica dei costi a carico dei clienti, quali maggiorazioni e ulteriori componenti del prezzo finale dell'energia, come previsto dall'art. 27 della legge 23 luglio 2009, n. 99 (delibere 28 dicembre 2009, GOP 71/09, 16 luglio 2010, GOP 43/10, 29 novembre 2012, 509/2012/E/com e 11 dicembre 2015, 597/2015/E/com);
- della Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), con particolare riferimento alle verifiche svolte in materia di perequazione

per le perdite nelle reti di distribuzione elettrica e in materia di agevolazioni a beneficio di imprese energivore.

Nell'anno 2017 sono state effettuate nel complesso 124 verifiche ispettive (tavola 10.1). Le verifiche svolte in collaborazione con il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza sono in aumento e vedono nell'annualità appena trascorsa l'impegno massimo degli ultimi cinque anni. Il numero di verifiche effettuate dal GSE in avalimento dell'Autorità si conferma ridotto e uguale a quello del 2016, in considerazione del progressivo esaurimento degli impianti incentivati ai sensi del provvedimento CIP6 ancora da ispezionare.

La tabella di dettaglio (tavola 10.2) evidenzia l'ampio spettro degli argomenti affrontati, sia nelle annualità trascorse che in modo ancor più rilevante nel 2017. In tale anno sono state effettuate verifiche ispettive in cinque nuovi campi d'indagine (in materia di impegni ripristinatori, perequazione delle perdite nella distribuzione elettrica, condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal naturale, sistema indennitario e sistema informativo integrato). È proseguito inoltre il consolidamento delle attività ispettive negli altri ambiti ritenuti prioritari ai fini di una adeguata copertura dei controlli rispetto alla platea degli operatori presenti e degli utenti serviti, con particolare attenzione alla qualità dei servizi elettrici e del gas, e agli aspetti tariffari nel settore idrico.

### TAV. 10.1

Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2013-2017

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2013	2014	2015	2016	2017
Tutela dei consumatori	-	11	16	9	8
Tariffe e unbundling	2	6	2	-	5
Qualità del servizio	87	92	83	87	84
Mercati all'ingrosso e retail	-	-	2	4	5
Connessione degli impianti di produzione	18	3	2	3	11
Impianti incentivati	28	22	14	2	2
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato	-	6	9	11	9
<b>TOTALE</b>	<b>135</b>	<b>140</b>	<b>128</b>	<b>116</b>	<b>124</b>
Di cui in collaborazione con:					
Guardia di Finanza – Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico	107	118	114	114	122
Innovhub. Stazioni sperimentali per l'industria	59	68	55	61	61
Cassa per i servizi energetici e ambientali	2	4	6	5	4
Gestore dei servizi energetici	38	22	14	7	2

Fonte: ARERA

**TAV. 10.2**

Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2013-2017

ARGOMENTO	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Tutela dei consumatori</b>					
Impegni ripristinatori					3
Qualità dei servizi telefonici commerciali (customer care)	-	-	-	4	
Misura dell'energia elettrica e del gas	-	5	3	-	3
Fatturazione a clienti finali di energia elettrica e di gas di medie e piccole dimensioni	-	3	5	-	
Contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	-	3	3	-	
Agevolazioni negli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica			5	-	2
Agevolazioni per i Sistemi efficienti di utenza o Sistemi a essi equivalenti				5	
<b>Tariffe e unbundling</b>					
Perequazione delle perdite nelle reti di distribuzione elettrica					2
Integrazione tariffaria alle Imprese elettriche minori	2	4	1	-	
Unbundling distribuzione	-	2	-	-	3
Trasporto gas			1	-	
<b>Qualità del servizio</b>					
Continuità del servizio elettrico	7	7	4	6	8
Incentivi per misuratori elettronici	4	6	6	3	
Qualità del trasporto elettrico	1	1	1	1	1
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	59	68	55	61	61
Incentivi della sicurezza gas	6	5	6	5	3
Sicurezza del servizio gas	-	1	-	1	2
Servizio di pronto intervento gas	10+CT <sup>(A)</sup>	4+CT <sup>(A)</sup>	11+CT <sup>(A)</sup>	10+CT <sup>(A)</sup>	9+CT <sup>(A)</sup>
<b>Mercati all'ingrosso e retail</b>					
Condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal naturale					2
Sistema indennitario					2
Sistema informativo integrato					1
Regolamento REMIT per i mercati all'ingrosso dell'energia (da valutare, in attesa di aggiornamenti)			2		
Condizioni di accesso al servizio di distribuzione gas				4	
<b>Connessione degli impianti di produzione</b>					
Condizioni di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione	3	3	-	-	1
Effettiva entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici ai fini degli incentivi del IV Conto energia	15	-	-	-	
Adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in MT			2	3	10
<b>Impianti incentivati</b>					
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	28	22	14	2	2
<b>Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato</b>					
Determinazione e applicazione delle tariffe, restituzione e remunerazione del capitale investito agli utenti, trasparenza della fatturazione, Carta dei servizi, efficienza della misura, tariffe d'ufficio, esclusione dall'aggiornamento tariffario	-	6	9	11	9
<b>TOTALE</b>	<b>135</b>	<b>140</b>	<b>128</b>	<b>116</b>	<b>124</b>

Fonte: ARERA

### Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate in materia di impegni di cui all'articolo 45 del decreto legislativo 93/11

Nel periodo gennaio 2017 - febbraio 2017 sono state effettuate, ai sensi della delibera 7 luglio 2016, 362/2016/E/com, tre verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate in materia di impegni ripristinatori.

I controlli avevano lo scopo di accertare il rispetto degli obblighi derivanti dagli impegni assunti dalle imprese nell'ambito di procedimenti sanzionatori avviati dall'Autorità, approvati e resi obbligatori ai sensi dell'art. 19 dell'Allegato A alla delibera 14 giugno 2012, 243/2012/E/com, afferente alle disposizioni del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, art. 45, comma 5<sup>1</sup>. In particolare sono stati verificati:

- l'effettiva cessazione delle condotte contestate;
- la conformità fra gli impegni approvati e l'attuazione degli stessi;
- i tempi impiegati per l'implementazione di ciascuno degli impegni approvati o lo stato di avanzamento degli stessi;
- i costi effettivamente sostenuti per l'implementazione di ciascuno degli impegni approvati;
- la completezza, esattezza e rappresentatività dei documenti e delle informazioni sulle quali si fondano i provvedimenti di approvazione.

Le verifiche ispettive, che hanno interessato un'impresa di vendita di grandi dimensioni, una grande e una media impresa di distribuzione del gas naturale, hanno consentito di accertare il rispetto, da parte delle tre società sottoposte a controllo, della regolazione oggetto

di contestazione nel procedimento sanzionatorio nonché il rispetto degli obblighi derivanti dagli impegni assunti e approvati.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.3.

### Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la distribuzione di gas naturale, in materia di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura

Nel periodo gennaio 2017 - marzo 2017 sono state effettuate tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 31 maggio 2016, 280/2016/E/com, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione del gas naturale, in materia di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura.

L'esigenza dei controlli è nata dagli esiti dell'indagine conoscitiva in materia di fatturazione nei confronti dei clienti di piccola e media dimensione (chiusa con la delibera 17 settembre 2015, 440/2015/E/com), dalla quale erano emerse criticità nel rapporto tra impresa di distribuzione e impresa di vendita per la messa a disposizione dei dati di misura gas; le problematiche risultavano confermate anche da altri dati in possesso dell'Autorità. Tali criticità rilevano ai fini della corretta determinazione dei consumi da riportare nelle bollette dei clienti finali.

Nel corso delle verifiche sono stati esaminati le modalità, i contenuti e le tempistiche delle operazioni di raccolta e messa a disposizione dei dati di misura. Nella disamina sono state considerate congiuntamente le caratteristiche del punto di consumo (collocazione, apparecchio installato, dimensione del consumo annuo) e l'operato del distributore (misura effettiva o stimata, canale di comunicazione con il venditore, formato del file dati). Inoltre, per tenere conto degli

## TAV. 10.3

Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate in materia di impegni di cui all'art. 45 del decreto legislativo 93/11  
Gennaio - Febbraio 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa di vendita, una grande e una media impresa di distribuzione del gas naturale.	Verifica del rispetto degli obblighi derivanti dagli impegni assunti dalle imprese nell'ambito di procedimenti sanzionatori avviati dall'Autorità, approvati e resi obbligatori ai sensi dell'art. 19 dell'Allegato A alla delibera 243/2012/E/com.	Esito conforme per tre imprese.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 clienti o utenze finali; media impresa: impresa con un numero di clienti o utenze finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 clienti o utenze finali.  
Fonte: ARERA

<sup>1</sup> A seguito del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, art. 45, comma 5, l'Autorità si è dotata, con delibera 243/2012/E/com, di una procedura sugli impegni ripristinatori che consente alle imprese sottoposte a procedimento sanzionatorio, di presentare impegni utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme o dai provvedimenti violati.

effetti della riforma della misura gas di cui alla delibera 19 marzo 2015, 117/2015/R/gas, sono stati considerati sia periodi precedenti sia successivi all'entrata in vigore delle relative disposizioni.

Le verifiche ispettive hanno interessato due grandi imprese e una media impresa di distribuzione.

In esito alle ispezioni sono state rilevate alcune criticità per una grande e una media impresa. Con le determine 20 luglio 2017, 15/2017/gas-DSAI, e 3 agosto 2017, 38/2017/gas-DSAI, sono stati avviati due procedimenti per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi in materia di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura del gas naturale.

Le risultanze della terza verifica sono in corso di approfondimento. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.4.

### Verifiche ispettive nei confronti di gestori di una rete interna di utenza cui sono connesse imprese a forte consumo di energia elettrica

Nel mese di novembre 2017 sono state effettuate due verifiche ispettive, ai sensi della delibera 28 giugno 2017, 475/2017/E/eel, in materia di agevolazioni tariffarie a beneficio di imprese a forte consumo di energia elettrica connesse a una Rete Interna di Utenza

(RIU), in collaborazione, oltre che con il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, con la Cassa per i servizi energetici e ambientali.

Le verifiche, svolte nei confronti del gestore della RIU, erano finalizzate all'accertamento del rispetto delle disposizioni dell'Autorità che disciplinano le modalità di determinazione del bilancio energetico della rete privata, ai fini dell'erogazione delle agevolazioni tariffarie a beneficio di imprese a forte consumo di energia elettrica connesse a tale rete.

I controlli sono stati effettuati per mezzo di un sopralluogo presso la RIU e la visione e l'acquisizione di elementi documentali e informativi tra cui:

- mappe catastali, schemi unifilari e rilevazioni fotografiche;
- documentazione inerente alle caratteristiche tecniche dei principali elementi che costituiscono la RIU, incluse le apparecchiature di misura dell'energia elettrica;
- documentazione inerente alle attività delle imprese connesse alla RIU;
- eventuali accordi esistenti per la gestione della RIU e la contabilizzazione dei flussi di energia elettrica.

Gli esiti delle verifiche sono in fase di valutazione (tavola 10.5).

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi imprese e una media impresa di distribuzione del gas naturale.	Verifica delle disposizioni del TIVG e dell'RQDG in materia di rilevazione e messa a disposizione delle misure gas.	Riscontrate violazioni per una grande impresa e una media impresa; avviati due procedimenti a carattere sanzionatorio e prescrittivo. Esiti in fase di valutazione per una grande impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenze finali; media impresa: impresa con un numero di utenze finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenze finali.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
Due gestori di una RIU.	Verifica delle modalità di determinazione del quantitativo complessivo di energia elettrica utilizzata annualmente dall'impresa a forte consumo di energia.	Esiti in corso di valutazione per due gestori di una RIU.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenze finali; media impresa: impresa con un numero di utenze finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenze finali

Fonte: ARERA

#### TAV. 10.4

Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la distribuzione di gas naturale, in materia di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura

Gennaio - Marzo 2017

#### TAV. 10.5

Verifiche ispettive nei confronti di gestori di una rete interna di utenza cui sono connesse imprese a forte consumo di energia elettrica

Novembre 2017

### Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica, in materia di perequazione delle perdite di rete

Nel mese di febbraio 2017 sono state effettuate due verifiche ispettive, ai sensi della delibera 15 dicembre 2016, 754/2016/E/eel, nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica in materia di perequazione delle perdite di rete, in collaborazione, oltre che con il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, con la CSEA.

Le verifiche, che hanno interessato due imprese di distribuzione elettrica, di cui una grande e una piccola, hanno avuto ad oggetto, con riferimento all'anno 2015, la verifica dei dati trasmessi alla CSEA ai fini della determinazione dell'ammontare di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione di energia elettrica.

In particolare, sono stati verificati:

- gli schemi di rete, con l'individuazione dei punti di connessione fisici o virtuali con la rete di trasmissione nazionale e con le altre reti di trasmissione e distribuzione gestite da operatori diversi o facenti capo a macro aree differenti, evidenziando i fenomeni di inversione del flusso;
- le quantità di energia immessa e prelevata nella rete di distribuzione di cui ai commi 24.2 e 24.3 del *Testo integrato per i servizi di vendita (TIV<sup>2</sup>)*.

Per una grande impresa non sono emerse violazioni nell'applicazione della disciplina prevista in materia di applicazione del meccanismo di perequazione delle perdite di rete. Anche per la seconda società

non sono emerse violazioni, ma sono stati riscontrati alcuni errori nei dati del 2015, dei quali è stata richiesta la rettifica.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.6.

### Verifiche ispettive in materia di unbundling nei confronti di un'impresa verticalmente integrata e di imprese appartenenti al medesimo gruppo societario

Nel mese di ottobre 2017 sono state effettuate tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 28 aprile 2017, 283/2017/E/eel, nei confronti di un'impresa verticalmente integrata e di imprese appartenenti al medesimo gruppo societario.

Le verifiche avevano la finalità di accertare il rispetto delle disposizioni in materia di *unbundling* di cui al decreto legislativo n. 93/11, e ai testi integrati adottati dall'Autorità.

Le attività hanno avuto ad oggetto il tema dell'indipendenza funzionale di alcuni organismi (Gestore indipendente e Responsabile della conformità) dell'impresa di distribuzione dalla società capogruppo, e in particolare:

- l'effettiva indipendenza funzionale e autonomia decisionale e operativa del gestore indipendente dell'impresa di distribuzione del gruppo dall'impresa verticalmente integrata;
- il rispetto dei requisiti di indipendenza del responsabile della conformità e l'attività da questo concretamente svolta;
- l'effettivo rispetto da parte dei componenti non indipendenti del consiglio di amministrazione dell'impresa di distribuzione del divieto previsto dal *Testo integrato di unbundling funzionale (TIUF)<sup>3</sup>* di rivestire ruoli operativi e/o decisionali nelle attività di

## TAV. 10.6

Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica, in materia di perequazione delle perdite di rete

Febbraio 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande e una media impresa.	Verifica dei dati trasmessi alla CSEA ai fini della determinazione dell'ammontare di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione di energia elettrica.	Esito positivo per una grande impresa. Riscontrati alcuni errori nei dati del 2015 inviati da una media impresa, che sono stati oggetto di rettifica.

(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

2 Allegato A alla delibera 156/07 e sue successive modifiche e integrazioni.

3 Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in merito agli obblighi di separazione (*unbundling*) funzionale per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, allegato A alla delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com.

- produzione o vendita di energia elettrica o di gas naturale svolte dal gruppo;
- l'effettivo potere del gestore indipendente di acquisire all'esterno del gruppo i servizi necessari;
- l'assenza di sussidi incrociati, tra l'attività regolata e le altre attività del gruppo, legati alla fornitura di servizi a livello centralizzato.

Gli esiti delle verifiche, come riportato nella tavola 10.7, sono in fase di valutazione.

### Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio

Nel periodo luglio 2017 - ottobre 2017 sono state effettuate cinque verifiche ispettive, ai sensi della delibera 18 maggio 2017, 339/2017/E/eel, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio, con lo scopo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al Titolo 2 del *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici (TIQE<sup>4</sup>)*;
- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2017, di cui al Titolo 3 del TIQE.

Le verifiche hanno interessato due esercizi di una grande impresa, una grande, una media e una piccola impresa di distribuzione.

Gli esercizi e le imprese oggetto di verifica sono stati individuati secondo un criterio di rotazione, al fine di assicurare una periodicità minima delle verifiche sulla stessa impresa/centro di telecontrollo. La metodologia di registrazione delle interruzioni è stata verificata tramite il controllo delle interruzioni relative all'anno 2016.

Per due esercizi di una grande impresa l'esito è stato conforme. In seguito a due verifiche sarà effettuata una riduzione degli incentivi da erogare nei confronti di una grande e una media impresa. Presso quest'ultima sono state riscontrate violazioni della normativa in materia di condizioni economiche per l'erogazione del

#### TAV. 10.7

Verifiche ispettive in materia di unbundling nei confronti di un'impresa verticalmente integrata e di imprese appartenenti al medesimo gruppo societario  
Ottobre 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre imprese appartenenti al medesimo gruppo societario.	Verifica del il rispetto delle disposizioni in materia di unbundling ai sensi del decreto legislativo n. 93/11, e dei testi integrati adottati dall'Autorità.	Esiti in fase di valutazione.

#### TAV. 10.8

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio  
Luglio - Ottobre 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
Due esercizi di una grande impresa; una grande impresa; una media impresa; una piccola impresa.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Esito positivo per due esercizi di una grande impresa. Riduzione degli incentivi da erogare per due imprese, una grande e una media. Presso la media impresa riscontrate violazioni del TIQE e avviato un procedimento sanzionatorio. Riscontrate violazioni del TIQE per una piccola impresa, con riduzione degli incentivi; previsto procedimento sanzionatorio.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA

4 Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica in vigore per il periodo di regolazione 2016-2023, Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel



servizio di connessione; con determina 8 marzo 2018, 20/2018/eel-DSAI, è stato avviato il relativo procedimento sanzionatorio. Per una piccola impresa sono state riscontrate violazioni del TIQE, con riduzione degli incentivi da determinare. Nei confronti di quest'ultima impresa sarà avviato un procedimento ai fini sanzionatori.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.8.

### Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica di minori dimensioni in materia di continuità del servizio

Nel periodo maggio 2017 - giugno 2017 sono state effettuate tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 20 aprile 2017, 260/2017/E/eel, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione dell'energia elettrica di minori dimensioni in materia di continuità del servizio.

Le suddette imprese distributrici non partecipano direttamente alla regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso per il periodo 2016-2023 (Titolo 4 del TIQE), tuttavia possono comunque essere soggette a controlli a campione, con addebito di penalità in caso di non conformità degli indicatori di continuità. Le verifiche ispettive avevano lo scopo, per quanto previsto dall'art. 34 del Titolo 4 del TIQE, di accertare la corretta applicazione da parte degli esercenti:

- degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al Titolo 2 del TIQE, comunicate nell'anno 2017;
- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2017, di cui al Titolo 3 del TIQE.

Le verifiche hanno interessato una media impresa e due piccole imprese di distribuzione elettrica.

Per una media e una piccola impresa sono state riscontrate non conformità che hanno determinato per i gestori le conseguenti penalità. Con le delibere dell'Autorità 8 giugno 2017, 408/2017/E/eel, e 22 giugno 2017, 448/2017/E/eel, è stato intimato alle imprese il versamento delle penalità. In esito alla terza verifica il controllo ha avuto esito conforme.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.9.

### Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio

Nel mese di novembre 2017 è stata effettuata una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 21 settembre 2017, 641/2017/E/eel, nei confronti del gestore del servizio di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio, con l'obiettivo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni, di cui al Titolo 8 dell'Allegato A alla delibera 30 dicembre 2004, 250/04, al Cap. 11 del Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete), di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004, come verificato positivamente dall'Autorità, e all'Allegato A.54 al Codice di rete;
- del calcolo degli indicatori di energia non servita, comunicati all'Autorità nell'anno 2017, di cui al Titolo 2 dell'Allegato A alla delibera 653/2015/R/eel (*Regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023*) anche ai fini di quanto disciplinato dall'art. 8 del medesimo Allegato.

L'esito dell'ispezione è risultato conforme ed è sintetizzato nella tavola 10.10.

## TAV. 10.9

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica di minori dimensioni in materia di continuità del servizio

Maggio - Giugno 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa; due piccole imprese.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Esito positivo per una piccola impresa. Esito non conforme per una media e una piccola impresa, con conseguente addebito di penalità.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA

**TAV. 10.10**

Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio

Novembre 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO	MOTIVAZIONE	ESITO
Impresa di trasmissione elettrica.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni e del calcolo degli indicatori di energia non servita.	Esito conforme.

### Controlli tecnici nei confronti di imprese di distribuzione gas in materia di qualità del gas

Nel periodo 1 gennaio 2017 - 31 dicembre 2017 sono stati eseguiti 61 controlli sulla qualità del gas presso 45 imprese di distribuzione, ai sensi delle delibere 14 luglio 2016, 389/2016/E/gas (per il periodo gennaio 2017 - aprile 2017) e 13 luglio 2017, 521/2017/E/gas (per il periodo ottobre 2017 - dicembre 2017).

Tali controlli, svolti senza preavviso, consistono in prelievi di gas effettuati sulla rete di distribuzione, al fine di verificare i principali parametri di qualità del gas fornito ai clienti finali: il grado di odorizzazione, il potere calorifico superiore e la pressione di fornitura. La legge 6 dicembre 1971, n. 1083, impone ai distributori, per il gas naturale, e ai produttori, per gli altri tipi di gas, l'obbligo di odorizzare il gas; nello specifico, l'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI), attraverso il Comitato italiano gas (CIG), ha emanato le norme tecniche per la corretta odorizzazione del gas. La mancata o insufficiente odorizzazione del gas comporta responsabilità penali per i soggetti che non hanno rispettato la normativa.

I prelievi del gas sono effettuati da Innovhub all'uscita dei gruppi di riduzione finale in bassa pressione non dotati di impianto di

odorizzazione e collocati in posizione distante dai punti di alimentazione della rete di distribuzione. Il controllo sul grado di odorizzazione e sul potere calorifico superiore del gas viene eseguito mediante analisi gascromatografiche sul campo, eventualmente integrate da analisi di laboratorio nei casi dubbi, mentre quello sulla pressione di fornitura del gas viene eseguito in loco mediante manometro.

Nel corso dei 61 controlli effettuati sono stati accertati in loco, e confermati anche dalle successive analisi di laboratorio, quattro casi di insufficiente grado di odorizzazione, relativamente ai quali gli Uffici dell'Autorità hanno inviato quattro denunce alle competenti Procure della Repubblica.

Con le delibere 13 aprile 2017, 235/2017/E/gas e 20 aprile 2017, 261/2017/E/gas, considerata la reiterazione dell'inadempimento degli obblighi in materia di odorizzazione del gas, l'Autorità, come accaduto in passato per casi analoghi, ha disposto di effettuare due verifiche ispettive, nei confronti di una media impresa e di una piccola impresa, allo scopo di accertare la corretta applicazione della normativa in materia di sicurezza della distribuzione del gas prevista dal *Testo unico della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas* (RQDG<sup>5</sup>).

Gli esiti dei controlli tecnici sono sintetizzati nella tavola 10.11.

**TAV. 10.11**

Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas

Gennaio - Dicembre 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
61 controlli, di cui: - 33 su impianti di 18 grandi imprese; - 24 su impianti di 24 medie imprese; - 4 su impianti di 3 piccole imprese.	Controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo e alla pressione di fornitura del gas.	Risultati dei prelievi nella norma per 18 grandi, 23 medie e due piccole imprese. Accertati quattro casi di non conformità del grado di odorizzazione del gas per una media impresa, per una piccola impresa e per due impianti di un'altra piccola impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA

<sup>5</sup> Per il periodo di regolazione 2014-2019, allegato alla delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas

### Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Nel periodo ottobre 2017 - dicembre 2017 sono state effettuate le prime tre verifiche ispettive del programma di cinque, approvato con delibera 27 luglio 2017, 546/2017/E/gas, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione di gas, tese alla verifica della correttezza dei dati inerenti ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale comunicati dagli esercenti, ai sensi dell'RQDG. Tale disciplina prevede che gli incentivi siano corrisposti alle imprese sulla base di due distinte componenti correlate, rispettivamente, all'odorizzazione e alla riduzione delle dispersioni del gas.

Le verifiche sono state effettuate nei confronti di una grande e due medie imprese di distribuzione controllando gli elementi documentali e informativi relativi ai dati di sicurezza del servizio comunicati all'Autorità, con riferimento all'assetto degli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa, al pronto intervento, all'odorizzazione, alle dispersioni e a eventuali incidenti da gas combustibile, verificatisi sugli impianti di distribuzione.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di riscontrare alcune violazioni all'RQDG per le tre imprese sottoposte a controllo: l'impatto delle suddette violazioni sull'ammontare degli incentivi sarà definito con successivi provvedimenti, sulla base del vigente meccanismo di determinazione dei premi e delle penalità. Con determina 19 marzo 2018, 24/2018/gas-DSA, è stato avviato il primo procedimento sanzionatorio nei confronti di una media impresa.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.12.

### Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di sicurezza del servizio a seguito di insufficienti odorizzazioni

Nel mese di aprile 2017 è stata effettuata una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 235/2017/E/gas, nei confronti di una piccola impresa di distribuzione gas in materia di sicurezza del servizio.

Tale verifica è stata disposta poiché nel corso dell'ultima campagna di controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo e alla pressione relativa del gas, presso due impianti dell'impresa era stato riscontrato un grado di odorizzazione non conforme alla legislazione vigente. Pertanto, l'Autorità ha disposto una verifica, più generale, sulla corretta applicazione della normativa in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas ai sensi dell'RQDG.

In particolare, la verifica ha riguardato:

- il funzionamento del servizio di pronto intervento;
- i dati relativi all'assetto degli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa distributrice;
- i dati e le verifiche di sicurezza comunicati dall'impresa distributrice in relazione all'odorizzazione e alle dispersioni;
- gli eventuali incidenti da gas combustibile verificatisi sugli impianti di distribuzione.

La verifica ha riguardato anche il controllo degli obblighi informativi previsti per i gestori della rete, funzionali all'accesso al servizio e a vantaggio degli utenti della distribuzione, a seguito di una segnalazione di mancato adempimento pervenuta da un utente della distribuzione e di un'ulteriore segnalazione del gestore del Sistema Informativo Integrato (SII) che ha segnalato inadempimenti da parte dell'impresa relativi all'aggiornamento del Registro Centrale Ufficiale.

## TAV. 10.12

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio  
Ottobre - Dicembre 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande e due medie imprese.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi dell'RQDG in materia di incentivi alla sicurezza.	Riscontrate violazioni all'RQDG per una grande e due medie imprese. Previsti procedimenti sanzionatori e rideterminazione degli incentivi; avviato il primo procedimento sanzionatorio.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA

Con la verifica ispettiva è stato accertato il mancato rispetto delle disposizioni contenute nell'RQDG, in materia di sicurezza del servizio di distribuzione da parte dell'impresa oltre ad altre violazioni di obblighi informativi.

Con determina 7 novembre 2017, 64/2017/gas-DSAI, è stato avviato, con procedura semplificata, un provvedimento a carattere sanzionatorio e prescrittivo, che è stato riunito ad altri due precedenti procedimenti sanzionatori già aperti nei confronti dell'impresa, sempre in materia di sicurezza del servizio di distribuzione gas.

Nel mese di luglio 2017 è stata effettuata una seconda verifica ispettiva, ai sensi della delibera 261/2017/E/gas, nei confronti di un'impresa di distribuzione gas di medie dimensioni in materia di sicurezza del servizio.

La verifica si è resa necessaria in quanto nel corso delle ultime due campagne dei controlli tecnici del grado di odorizzazione, sono stati riscontrati due casi di non conformità alla legislazione vigente in materia.

Pertanto, l'Autorità, come nel caso precedente, ha disposto una verifica, più in generale, sulla corretta applicazione della normativa in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas ai sensi dell'RQDG.

La verifica ha evidenziato diverse violazioni dell'RQDG in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas, e quindi è stato avviato un procedimento sanzionatorio, con procedura semplificata, con determina 14 dicembre 2017, 97/2017/gas-DSAI.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.13.

### **Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento**

Nel mese di maggio 2017 sono stati effettuati 50 controlli telefonici, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas, previsti dalla delibera 16 marzo 2017, 138/2017/E/gas, mediante chiamate

al servizio di pronto intervento. Nel periodo luglio 2017 - ottobre 2017, sono state altresì effettuate le successive verifiche ispettive con sopralluogo presso nove imprese, individuate anche in base agli esiti dei controlli già realizzati mediante chiamate telefoniche.

Inoltre, nei confronti di un'altra società con esito negativo del controllo telefonico, e per la quale era già precedentemente emersa l'opportunità di compiere approfondimenti in materia di sicurezza gas, l'Autorità, con delibera 30 novembre 2017, 791/2017/E/gas, ha approvato una verifica ispettiva, da effettuarsi entro il 31 marzo 2018, in materia di sicurezza della distribuzione gas.

I controlli telefonici avevano lo scopo di verificare le modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice. L'attività si è svolta, in via preliminare, con la verifica della corrispondenza del numero di pronto intervento, comunicato dalle imprese distributtrici all'Autorità, con quello indicato sul sito internet delle imprese stesse e, quindi, con la verifica 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, avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributtrici di gas, delle disposizioni dell'Autorità in materia di pronto intervento, così come previsto dall'RQDG e dalle Linee guida predisposte dal CIG e pubblicate dall'UNI.

Le verifiche ispettive hanno interessato una grande, tre medie e cinque piccole imprese di distribuzione del gas.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di accertare, per due medie e quattro piccole imprese, l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento, in violazione degli obblighi previsti dall'RQDG. Per una piccola impresa è stato riscontrato, inoltre, il mancato rispetto degli obblighi informativi previsti dalla regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) in caso di variazione

### **TAV. 10.13**

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa e una piccola impresa.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi in materia di sicurezza del servizio di distribuzione gas di cui all'RQDG.	Verificato il mancato rispetto dell'RQDG per una media impresa e una piccola impresa. Avviati due procedimenti sanzionatori in materia di sicurezza del servizio di distribuzione gas.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio a seguito di insufficienti odorizzazioni

Aprile - Luglio 2017

di gas distribuito nell'impianto di distribuzione. Con le determinazioni 16 gennaio 2018, 1/2018/gas-DSAI, 7 marzo 2018, 18/2018/gas-DSAI e 19/2018/gas-DSAI, 14 marzo 2018, 21/2018/gas-DSAI e 22/2018/gas-DSA, 19 marzo 2018, 23/2018/gas-DSAI, sono stati avviati i relativi procedimenti sanzionatori.

Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.14.

### Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal gas naturale, distribuiti a mezzo di reti urbane, in materia di condizioni economiche di fornitura

Nel periodo gennaio 2017 - febbraio 2017 sono state effettuate due verifiche ispettive ai sensi della delibera 24 giugno 2016, 330/2016/E/gas, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, in materia di condizioni economiche di fornitura.

Le verifiche ispettive hanno avuto ad oggetto, per gli anni a partire dal 2014, i valori delle componenti delle condizioni economiche di fornitura relative all'approvvigionamento della materia prima e alla vendita al dettaglio:

- nel caso delle località servite da reti cui non si applica l'RTDG<sup>6</sup>, come liberamente determinate dall'esercente l'attività di

vendita di gas diversi da gas naturale, al fine di accertarne, ai sensi del *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane* (TIVG<sup>7</sup>), la coerenza con i livelli che le medesime componenti assumono nelle reti canalizzate oggetto di regolazione, e per verificare le motivazioni degli eventuali scostamenti rispetto ai suddetti livelli e la loro corretta applicazione ai clienti finali;

- nel caso delle località servite da reti cui si applica l'RTDG, prendendo a riferimento la vigente regolazione.

Le verifiche ispettive hanno interessato due medie imprese.

Per un'impresa la verifica ha avuto esito conforme, mentre per la seconda impresa è stata riscontrata, per gli anni 2012-2016, l'erata applicazione della componente QTCA (relativa ai costi di trasporto del GPL), che ha generato un maggior ricavo per l'esercente negli anni indicati. È stato pertanto intimato alla società di effettuare un conguaglio a favore dei clienti finali e di correggere i valori della componente tariffaria per gli anni a venire. Con determina 19 settembre 2017, 39/2017/gas-DSAI, è stato infine avviato un procedimento sanzionatorio con procedura semplificata nei confronti della medesima impresa, per inottemperanza alle disposizioni del TIVG.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.15.

## TAV. 10.14

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento  
Maggio - Ottobre 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
<b>Controlli telefonici</b> 50 imprese di distribuzione del gas.  <b>Verifiche ispettive</b> Una grande impresa; Tre medie imprese; Cinque piccole imprese.	Verifica delle modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice, mediante chiamate al servizio di pronto intervento. Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento gas ai sensi dell'RQDG.	Verificate alcune criticità nelle modalità di accesso al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice per una grande, tre medie e cinque piccole imprese. Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso due medie e quattro piccole imprese. Riscontrata violazione obblighi informativi previsti dall'RTDG per una piccola impresa. Avviati sei provvedimenti sanzionatori.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA

<sup>6</sup> Per il periodo di regolazione 2014 - 2019 (RTDG 2014 - 2019), allegato A alla delibera dell'Autorità 12 dicembre 2013, 573/2013

<sup>7</sup> Come successivamente modificato ed integrato, approvato con la delibera dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/0

**TAV. 10.15**

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
Due medie imprese.	Verifica della corretta applicazione, dell'RTDG e del TIVG in materia di condizioni economiche di fornitura del GPL.	Esito conforme per una media impresa. Riscontrata errata applicazione della componente dei costi di trasporto (QTCA) per una media impresa. Avviato un procedimento sanzionatorio per inottemperanza al TIVG. Intimazione alla società di effettuare un conguaglio a favore dei clienti finali per gli anni già fatturati e di correggere i valori della componente tariffaria per gli anni a venire.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal gas naturale, distribuiti a mezzo di reti urbane, in materia di condizioni economiche di fornitura

Gennaio - Febbraio 2017

(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 un distributore elettrico e di un venditore elettrico in materia di sistema indennitario

Nel periodo luglio 2017 - settembre 2017, sono state effettuate due verifiche ispettive ai sensi della delibera 15 giugno 2017, 426/2017/E/eel, nei confronti di un distributore elettrico e di un venditore elettrico in materia di sistema indennitario.

Le verifiche ispettive avevano lo scopo di accertare il rispetto degli adempimenti previsti dalla disciplina del sistema indennitario di cui alla delibera dell'Autorità 30 dicembre 2009, ARG/elt 191/09 e al relativo Allegato B e alla delibera dell'Autorità 10 dicembre 2010, ARG/elt 219/10 e al relativo Allegato 3, da parte degli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica e l'attività di distribuzione dell'energia elettrica.

Il sistema indennitario permette al venditore uscente di ottenere un indennizzo per il "mancato incasso del credito, o parte di esso, relativo a fatture che contabilizzano consumi e oneri relativi agli ultimi 3 mesi di erogazione della fornitura prima della data di effetto

dello *switching*. Lo scopo è da un lato di non ostacolare comunque lo *switching* in presenza di clienti morosi, dall'altro di limitare comportamenti opportunistici di clienti finali morosi che cambiano fornitore per non saldare le proprie bollette (c.d. turismo energetico). L'onere generato da tale riconoscimento è posto a carico del solo cliente finale che ne è responsabile, mediante la valorizzazione di un'apposita componente della tariffa di distribuzione,  $C^{MOR}$ , posta pari al valore del suddetto indennizzo.

Le verifiche hanno interessato una grande impresa di distribuzione e una grande impresa di vendita.

Presso l'impresa di distribuzione sono stati rilevati ritardi e omissioni sia nella gestione dei  $C^{MOR}$ , sia nelle comunicazioni obbligatorie ad Acquirente unico (gestore del sistema indennitario), generati da una perdurante problematica interna alla società, che ha riguardato un periodo temporale pluriennale. Sono stati, pertanto, avviati due procedimenti sanzionatori con procedura semplificata, con determinate 19 gennaio 2018 7/2018/eel-DSAI e 7/2018/eel-DSAI, per violazione della disciplina del sistema indennitario: la prima nei confronti della società

**TAV. 10.16**

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa di distribuzione elettrica e una grande impresa di vendita.	Verifica del rispetto degli adempimenti previsti dalla disciplina del sistema indennitario, di cui alla delibera, ARG/elt 191/09 e al relativo Allegato B e alla delibera ARG/elt 219/10 e al relativo Allegato 3.	Rilevati ritardi e omissioni da parte di una grande impresa di distribuzione elettrica; avviati due procedimenti sanzionatori con procedura semplificata. Lievi criticità riscontrate per una grande impresa di vendita.

Verifiche ispettive nei confronti di un distributore elettrico e di un venditore elettrico in materia di sistema indennitario

Luglio - Settembre 2017

(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

che ha gestito l'attività di distribuzione elettrica fino al 30/6/2016, la seconda nei confronti dell'impresa subentrata nell'esercizio dell'attività a partire dal 1/7/2016.

Presso l'impresa di vendita sono state riscontrate, da parte dell'esercente in qualità di venditore uscente, alcune lievi criticità nella gestione delle pratiche dei C<sup>MOR</sup>, non riconducibili a violazioni della regolazione.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.16.

### Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di vendita e di distribuzione di energia elettrica in materia di adempimenti connessi all'utilizzo del SII

Nel mese di dicembre 2017 è stata effettuata la prima verifica del programma di due ispezioni approvato con la delibera 10 novembre 2017, 740/2017/E/eel, da svolgere nei confronti di un distributore elettrico e di un venditore elettrico in materia di adempimenti connessi all'utilizzo del Sistema Informativo Integrato (SII).

Il SII è stato istituito con legge 13 agosto 2010, n. 129 quale banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali e successivamente ampliato dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, con la gestione delle informazioni relative ai consumi di energia elettrica e di gas. Oggi, anche a seguito di ulteriori evoluzioni, il SII costituisce un *hub* utilizzato per la centralizzazione di un ampio spettro di processi commerciali e di interazioni tra gli operatori lungo le filiere elettrica e del gas.

Le verifiche ispettive avevano lo scopo di verificare il rispetto degli adempimenti previsti dalla disciplina relativa all'uso del SII e sono state effettuate, tra l'altro, mediante:

- l'acquisizione di contratti stipulati con i clienti finali;
- il controllo delle tempistiche di ottemperanza degli obblighi informativi nei confronti del Gestore del SII in relazione ai processi commerciali (es. voltture) che hanno originato tali obblighi;

- la verifica delle comunicazioni al Gestore del SII da parte delle imprese.

La verifica ispettiva ha interessato una grande impresa di vendita; gli esiti sono in corso di valutazione (tavola 10.17)

### Verifica ispettiva nei confronti di e-distribuzione in materia di saturazione virtuale della rete elettrica

Nel mese di aprile 2017 è stata effettuata una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 24 marzo 2017, 174/2017/E/eel, nei confronti di e-distribuzione in materia di saturazione virtuale della rete elettrica. La verifica si è resa necessaria a seguito di numerosi reclami e segnalazioni, da parte di produttori, aventi a oggetto il problema della "saturazione virtuale" delle reti elettriche delle Regioni Puglia e Basilicata. Tale fenomeno costituisce una barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, si vedono proporre dal gestore di rete soluzioni di connessione di nuovi impianti di produzione estremamente complesse e caratterizzate da tempi di realizzazione lunghi; una delle cause dell'intasamento virtuale delle reti è il mancato annullamento di pratiche di connessione nella titolarità di operatori energetici che hanno prenotato capacità di rete ma tardano/rinunciano alla realizzazione dell'impianto di produzione.

La verifica ispettiva aveva lo scopo di:

- accertare il rispetto delle disposizioni del *(Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA)<sup>8</sup>* relative alla gestione delle pratiche di connessione alla rete di impianti di produzione di energia elettrica, con particolare – ma non esclusivo – riguardo alle disposizioni finalizzate a contenere l'impegno della capacità delle reti di distribuzione, per effetto dell'accettazione di preventivi per la connessione cui non fa seguito l'effettiva realizzazione e connessione dell'impianto di produzione;
- acquisire e approfondire dati e informazioni attinenti al problema della saturazione virtuale della rete elettrica in Puglia e Basilicata,

## TAV. 10.17

Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di vendita e di distribuzione di energia elettrica in materia di adempimenti connessi all'utilizzo del SII

Dicembre 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa di vendita.	Verifica del rispetto degli adempimenti previsti dalla disciplina relativa all'uso del SII.	Esiti in corso di valutazione.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA

<sup>8</sup> Testo Integrato delle Connessioni Attive, allegato A alla delibera dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08.



sia in relazione all'operato del gestore di rete, sia in relazione all'operato dei produttori che richiedono la connessione.

In esito alla verifica ispettiva sono state riscontrate violazioni, da parte di e-distribuzione, delle principali disposizioni del TICA finalizzate a eliminare l'assegnazione di capacità di rete a pratiche di connessione abbandonate o non più attive.

È stato pertanto avviato un procedimento sanzionatorio, con determina 28 settembre 2017 40/2017/eel- DSAI, per violazioni del TICA.

Sono in corso, inoltre, valutazioni per l'aggiornamento della disciplina che regola la connessione alla rete degli impianti di produzione di energia elettrica, con l'obiettivo di rendere ancora più stringente il monitoraggio dei progetti avviati, nonché ulteriori approfondimenti sulla situazione particolarmente critica, in termini di saturazione, della provincia di Potenza.

Gli esiti della verifica ispettiva sono sintetizzati nella tavola 10.18

### Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione

Nel periodo febbraio 2017- dicembre 2017 sono state effettuate dieci verifiche ispettive ai sensi della delibera 19 maggio 2016,

242/2016/E/eel, in materia di adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in media tensione.

Le verifiche si sono rese necessarie a seguito dell'ampliamento, disposto dall'Autorità, del campo di funzionamento  $\Phi$  in termini di frequenza e tensione  $\Phi$  degli impianti di produzione di energia elettrica connessi alle reti di bassa e media tensione.

Le verifiche, finalizzate alla constatazione della corretta applicazione da parte dei produttori delle disposizioni in materia, previste dall'Allegato A70 al Codice di rete di Terna e rese obbligatorie dalla delibera dell'Autorità 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel, sono state condotte presso gli impianti di produzione di energia elettrica, utilizzando strumenti atti a verificare il rispetto dei requisiti previsti, alla presenza dell'impresa distributrice territorialmente competente, quale soggetto coinvolto nella realizzazione, nell'attivazione e nell'esercizio della connessione.

Le verifiche svolte nel 2017 hanno interessato dieci produttori di energia elettrica con impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 kW, connessi alla rete di media tensione ed entrati in esercizio entro il 31 marzo 2012.

L'attività ispettiva ha consentito di accertare l'avvenuto adeguamento degli impianti di produzione e, in alcuni casi, anche di prescrivere al titolare dell'impianto alcuni aggiustamenti da effettuare sui sistemi di protezione installati o aggiornamenti della documentazione rilevante.

#### TAV. 10.18

Verifica ispettiva nei confronti di e-distribuzione in materia di saturazione virtuale della rete elettrica  
Aprile 2017

IMPRESSE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
e-distribuzione.	Verifica della corretta applicazione del TICA in materia di saturazione virtuale delle reti elettriche	Riscontrate violazioni delle principali disposizioni del TICA finalizzate a eliminare l'assegnazione di capacità di rete a pratiche di connessione abbandonate o non più attive. Avviato un procedimento sanzionatorio per violazioni del TICA. In corso valutazioni per l'aggiornamento della disciplina del TICA e ulteriori approfondimenti sulla situazione della provincia di Potenza.

(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

#### TAV. 10.19

Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione  
Febbraio - Dicembre 2017

IMPRESSE SOTTOPOSTE A CONTROLLO	MOTIVAZIONE	ESITO
Dieci produttori di energia elettrica connessi in MT.	Verifica del rispetto delle disposizioni previste dall'Allegato A70 al Codice di rete di Terna, come rese obbligatorie dalla delibera dell'Autorità 84/2012/R/eel.	Riscontrato l'avvenuto adeguamento degli impianti. Impartite prescrizioni ai produttori e aggiornato il data base dei gestori di rete.

(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



Sono stati accertati, inoltre, interventi di adeguamento realizzati su impianti che sulla carta risultavano non adeguati, poiché il gestore di rete non aveva ricevuto idonea informazione al riguardo.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 10.19

### Verifiche ispettive e controlli documentali sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivata

L'Autorità, in esito alla ricognizione svolta sulle convenzioni CIP6 ancora in essere, con delibera 28 giugno 2016, 346/2016/E/efr, ha approvato un programma di verifiche pluriennale predisposto dal GSE, con il quale viene completata ed esaurita l'attività di controllo sull'erogazione della componente incentivante di cui al provvedimento CIP6. Il programma di verifiche si inserisce nell'alveo di quelle analoghe svolte negli anni precedenti, che hanno consentito di recuperare una quantità significativa di incentivi non dovuti riducendo il fabbisogno della componente tariffaria A<sub>3</sub>.

Nel corso del 2017, nell'ambito del programma sopra citato, sono state effettuate due verifiche sugli impianti incentivati. In esito alla prima verifica non sono state riscontrate irregolarità, mentre gli esiti della seconda verifica sono in corso di valutazione.

### Controlli documentali sul rispetto degli obblighi di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione prescritti dal TIUF

Con la delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com, l'Autorità ha emanato nuove disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale (*unbundling*) per i settori dell'energia elettrica e del gas, approvando il relativo allegato (TIUF), in conformità con le disposizioni del decreto legislativo n. 93/11, e delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE.

Tra le novità introdotte dal TIUF, vi è l'obbligo, per i distributori di energia elettrica e gas naturale, di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione rispetto alle attività di vendita svolte dall'impresa verticalmente integrata o dalle altre società del gruppo (c.d. *debranding*), operativo a partire dal 30 giugno 2016. Dal mese di luglio 2016 l'Autorità ha avviato, in collaborazione con il Nucleo Speciale per l'Energia e il Sistema Idrico della Guardia di Finanza, verifiche nei confronti di un campione di 28 imprese di distribuzione operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas tenute al rispetto dei supposti obblighi di separazione. Le attività

si sono completate nel primo semestre del 2017. In particolare, è stato verificato che nei marchi e nelle denominazioni sociali imprese di distribuzione non fossero presenti elementi di collegamento (a livello testuale e/o grafico) tra l'attività di distribuzione e l'attività di vendita in grado di ingenerare confusione per gli utenti.

In esito alle verifiche, è stato valutato, anche tenendo conto della giurisprudenza UE in materia di tutela dei marchi, che due imprese non avessero rispettato correttamente le misure di *debranding*.

È stato pertanto richiesto ai gestori indipendenti di tali imprese di individuare opportune misure correttive delle criticità riscontrate, e le misure correttive adottate dai Gestori indipendenti sono state ritenute idonee ad assicurare la conformità alle disposizioni normative.

### Verifiche ispettive nei confronti dei gestori del servizio idrico integrato in materia di tariffe e su altri aspetti regolati

Nel corso del 2017 sono state effettuate nove verifiche ispettive riguardanti il servizio idrico integrato:

- due sono state effettuate nei mesi di gennaio e febbraio a completamento del programma approvato con la delibera 24 giugno 2016, 328/2016/E/idr, in materia di determinazione delle tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario per il primo periodo regolatorio 2012-2015 e il primo biennio 2016-2017 del secondo periodo regolatorio (verifiche semplificate);
- due sono state effettuate nei mesi di febbraio e marzo a completamento del programma approvato con la delibera 24 giugno 2016, 329/2016/E/idr, in materia di tariffe del servizio idrico integrato per il primo periodo regolatorio 2012-2015 e il primo biennio 2016-2017 del secondo periodo regolatorio (verifiche complete);
- due sono state effettuate nei mesi di ottobre e novembre in attuazione del programma approvato con la delibera 3 agosto 2017, 569/2017/E/idr, in materia di tariffe idriche, per il primo periodo regolatorio 2012-2015 e il primo biennio 2016-2017 del secondo periodo regolatorio (verifiche complete);
- tre sono state effettuate nel periodo ottobre-dicembre in attuazione del programma approvato con la delibera 14 settembre 2017, 627/2017/E/idr, in materia di determinazione delle tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario per il primo periodo regolatorio 2012-2015 e per il primo biennio 2016-2017 del secondo periodo regolatorio (verifiche semplificate).

**TAV. 10.20**

Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato  
Gennaio - Dicembre 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre grandi imprese Tre medie imprese Due piccole imprese Un ente di governo d'ambito (EGA).	Verifica del rispetto degli adempimenti in materia di tariffe del servizio idrico integrato.	In esito alle verifiche effettuate ai sensi delle delibere 328/2016/E/idr e 329/2016/E/idr, sono state riscontrate violazioni presso un EGA, due grandi imprese e una media impresa. Sono stati avviati i primi tre procedimenti sanzionatori. Esiti in fase di valutazione per le verifiche effettuate ai sensi delle delibere 569/2017/E/idr e 627/2017/E/idr, presso una grande, due medie e una piccola impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA

Gli esiti delle verifiche ispettive svolte nel 2017 sono sintetizzati nella tavola 10.20.

Nel dettaglio, in esito alle verifiche effettuate ai sensi della delibera 328/2016, è stato avviato, con determina 26 giugno 2017, 2/2017/idr-DSAI, un procedimento sanzionatorio per violazioni della regolazione in materia tariffaria del servizio idrico integrato, nei confronti di un gestore di piccole dimensioni, per la mancata applicazione della tariffa d'ufficio e la mancata restituzione agli utenti delle maggiori tariffe riscosse. Inoltre, con determina 3 agosto 2017, DSAI/36/2017/idr, è stato disposto l'avvio di un secondo procedimento sanzionatorio nei confronti di un ente di governo dell'ambito per alcuni profili di errata validazione dei dati del gestore.

In esito alle verifiche effettuate ai sensi della delibera 329/2016, è stato avviato un procedimento sanzionatorio, con determina 3 agosto 2017, 37/2017/idr-DSAI, nei confronti di un gestore di grandi dimensioni per differenti profili di violazione; sono stati contestati, in particolare, l'inserimento in tariffa della rivalutazione degli immobili effettuata in occasione della trasformazione in società per azioni, l'inclusione di lavori in corso non pertinenti e ulteriori voci, come rimborsi non dichiarati, oneri non riconoscibili, costi *wholesale* e recuperi per variazioni sistemiche errati. La seconda verifica ai sensi della delibera 329/2016, effettuata presso un grande gestore ha coinvolto una pluralità di società e comuni, in via di aggregazione nel gestore medesimo. In esito al controllo sono state riscontrate diverse violazioni, effettuate da 32 dei suddetti comuni e società, che avrebbero comportato la sovrastima delle tariffe applicate nell'ATO, negli anni 2014- 2017.

La delibera 569/2017/E/idr prevede l'effettuazione di quattro verifiche ispettive, da effettuare entro il 30 marzo 2018, in materia di tariffe idriche per gli anni 2012-2017 (verifiche complete) allo scopo di controllare:

- la correttezza dei dati e delle informazioni trasmessi all'Autorità;
- le tariffe applicate all'utenza;
- l'efficienza del servizio di misura;
- lo stato di attuazione degli interventi e l'avanzamento dei lavori;
- la corretta validazione dei dati;
- la predisposizione delle tariffe da parte degli Enti di governo dell'ambito.

Delle suddette quattro verifiche ispettive, le prime due sono state effettuate nel periodo ottobre - novembre 2017, presso un grande e un medio gestore.

Le risultanze delle verifiche ispettive già svolte ai sensi della succitata delibera sono in fase di valutazione

La delibera 627/2017/E/idr prevede l'effettuazione di ulteriori sei verifiche ispettive, da effettuare anch'esse entro il 30 marzo 2018, in materia di tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario per gli anni 2012-2017 (verifiche semplificate). Lo scopo è di verificare, oltre ai valori delle tariffe applicate, il rispetto da parte degli Enti di governo dell'ambito dei compiti agli stessi attribuiti dall'Autorità.

Delle suddette sei verifiche, le prime tre sono state effettuate nel periodo ottobre-dicembre 2017 presso due gestori di medie dimensioni e un gestore di piccole dimensioni.

Le risultanze delle verifiche ispettive già svolte ai sensi della delibera 627/17 sono in fase di valutazione.

### Controlli documentali per l'accertamento della corretta contribuzione degli operatori regolati agli oneri di funzionamento dell'Autorità

L'attività di verifica sulla corretta contribuzione agli oneri di funzionamento dell'Autorità da parte degli operatori ha interessato il contributo versato nel 2016 dalle imprese dei settori elettrico, gas e idrico e si è articolata in tre distinte fasi:

- controlli formali, volti a riscontrare la corretta applicazione, sulla base imponibile dichiarata, dell'aliquota del contributo, e 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 correttezza della formazione della base imponibile considerata ai fini del calcolo del contributo.

In esito ai controlli, svolti con la collaborazione del Nucleo Speciale per l'Energia e il Sistema Idrico della Guardia di

Finanza, sono state avviate, anche con riferimento ai versamenti dovuti negli anni precedenti, azioni di recupero del contributo non versato che hanno comportato una significativa riduzione dell'evasione o elusione contributiva.

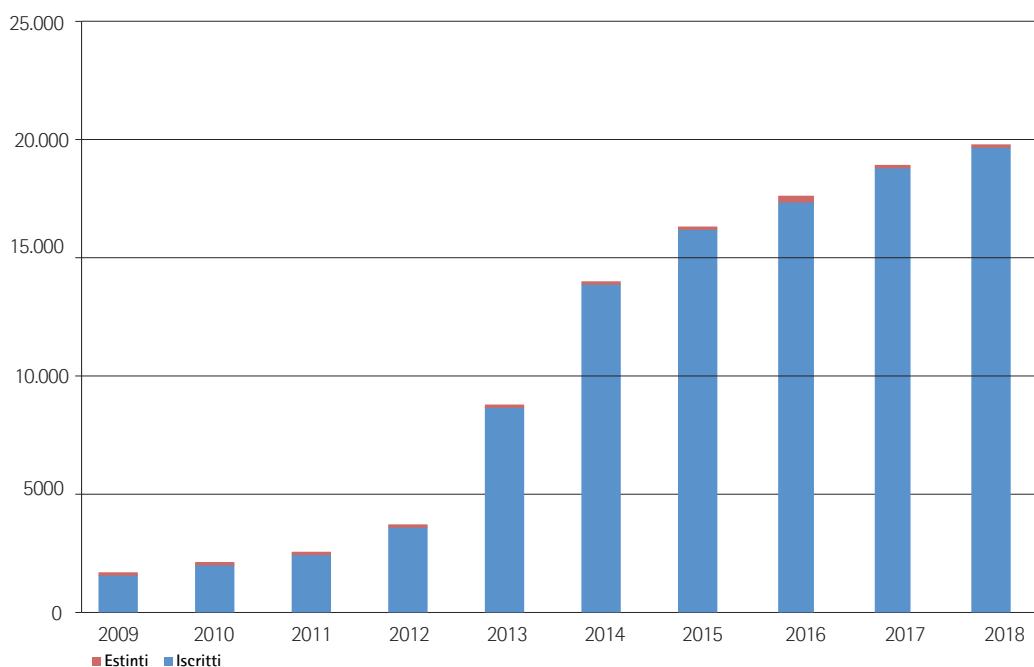
Con riferimento alla raccolta dati per il versamento del contributo relativo all'anno fiscale 2016, sono state completate e 'messe in produzione' le modifiche dello schema della raccolta dati, che consentiranno agli operatori di ridurre il numero di errori nell'immissione dei dati e un controllo più efficace da parte degli Uffici. La diffusione del nuovo modello di dichiarazione è stata accompagnata dagli aggiornamenti delle FAQ (*frequently asked questions*) e del manuale di compilazione.

### Controlli documentali per l'accertamento della corretta iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità

Nel corso del 2017 è continuata la collaborazione con il Nucleo Speciale per l'energia e il servizio idrico della Guardia di Finanza per lo svolgimento dei controlli sulle imprese iscritte nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08. Nell'ambito di tale attività di cooperazione sono state scambiate notizie e

FIG. 10.1

Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31/3 degli anni indicati



Fonte: ARERA. Anagrafica operatori

informazioni su alcune imprese oggetto di controllo, grazie alle quali è stato possibile disporre di utili elementi informativi per successivi interventi e approfondimenti sul loro corretto operato.

Nel corso dell'ultimo anno il numero di soggetti iscritti presso l'Anagrafica operatori è cresciuto di circa 1.000 unità; al 31/03/2018 il numero di soggetti accreditati, come evidenziato dalla figura 10.1, è risultato di quasi 20.000 unità.

## Attuazione del regolamento REMIT

Nel corso del 2017, l'Autorità ha iniziato ad accedere ai dati raccolti centralmente dall'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER), ai sensi regolamento (UE) 1227/2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT), con riferimento all'art. 8 (c.d. *data sharing*) e al sistema di gestione dei casi (c.d. *case management tool*) predisposto dalla medesima Agenzia.

Inoltre, ha confermato il proprio contributo fattivo ai gruppi di lavoro sia in ambito ACER sia in ambito CEER (Consiglio europeo dei regolatori dell'energia), al fine di promuovere un approccio coordinato nell'implementazione del regolamento REMIT e contribuendo a favorire:

- l'aggiornamento costante del *Market Monitoring Handbook*, manuale a uso interno dell'ACER e dei regolatori volto a

promuovere la cooperazione e il coordinamento nella gestione dei casi REMIT;

- la condivisione di strumenti, metodologie e mezzi per la sorveglianza dei mercati all'ingrosso, nonché delle problematiche relative al coordinamento dei casi di potenziale abuso di mercato di dimensione transfrontaliera;
- il monitoraggio dell'evoluzione della normativa finanziaria e il contributo alla formazione delle posizioni CEER-ACER negli ambiti rilevanti per il corretto funzionamento dei mercati dell'energia.

Per quanto riguarda i casi ancora pendenti di sospetta violazione del regolamento REMIT notificati all'ACER nei mesi di giugno e agosto 2016, ai sensi delle delibere 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel, e 4 agosto 2016, 459/2016/E/eel, si rinvia al Capitolo 2.

## Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

Nel 2017 l'Autorità, per garantire ancor più i principi dell'equo procedimento nell'esercizio del potere sanzionatorio, ha rafforzato la separazione tra l'attività istruttoria, affidata alla Direzione Sanzioni e Impegni (DSAI) da quella decisoria, in capo al Collegio. L'Autorità ha, così, introdotto modifiche regolamentari e organizzative volte, da un lato, ad attribuire in via esclusiva le competenze istruttorie alla DSAI, che le esercita con propri atti e, dall'altro, a garantire il più ampio rispetto dei diritti di

difesa dei soggetti sottoposti a procedimento. Ciò anche con l'istituzione, nell'ambito della Direzione Legale e Atti del Collegio (DLAC), di un apposito Ufficio a supporto dello stesso Collegio.

Nel corso del 2017, l'ordinaria attività sanzionatoria, basata sull'accertamento dell'infrazione e l'eventuale irrogazione della sanzione amministrativa pecuniaria, ha continuato a rivestire un ruolo rilevante a garanzia dell'attuazione della regolazione, registrando,

rispetto alla media dei quattro anni precedenti, un notevole incremento, sia del numero di avvii di procedimento (130 nel 2017 rispetto ai 55 del 2016, ai 43 del 2015, ai 40 del 2014 e ai 39 del 2013), cresciuti del 194% sul 2016, sia del numero di chiusure dei procedimenti con procedura ordinaria (54 nel 2017 rispetto alle 36 del 2016, alle 33 del 2015, alle 23 del 2014 e alle 49 del 2013), cresciute del 53%.

Nel complesso, e sotto diversi profili, si conferma la crescita della c.d. procedura semplificata di irrogazione delle sanzioni pecuniarie di competenza dell'Autorità, prevista dall'art. 45, del decreto legislativo n.93/11 e dall'art. 5, del suddetto regolamento. In particolare, l'applicazione dell'istituto ha evidenziato che, laddove impiegato, la percentuale di adesione da parte degli interessati si è attestata all'80%. L'utilità di tale istituto si è rivelata ulteriormente apprezzabile sul fronte della cessazione delle condotte. Come noto, infatti, l'adesione a tale istituto comporta, oltre che il pagamento della sanzione ridotta, anche la dimostrazione della cessazione delle condotte contestate. Peraltro, con l'utilizzo di tale procedura, che consente la chiusura del procedimento in 30 giorni, l'Autorità ha prontamente accertato anche l'eliminazione/attenuazione delle eventuali conseguenze prodotte al sistema dalle violazioni.

Nel 2017 sono stati gestiti 244 provvedimenti di cui 130 atti di avvio, 48 comunicazioni delle risultanze istruttorie, 66 provvedimenti conclusivi tra provvedimenti sanzionatori e di archiviazione (comprensivi dei 12 dei 15 procedimenti avviati con procedura semplificata che si sono estinti con il pagamento in misura ridotta).

In particolare, i 15 procedimenti per i quali è stata utilizzata la sopra richiamata procedura semplificata hanno riguardato le seguenti materie: 14 violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche e una violazione della regolazione dei mercati energetici.

Fra i 66 procedimenti conclusi (comprensivi dei 12 avviati con procedura semplificata e andati a buon fine), 65 sono terminati con l'accertamento delle responsabilità e la conseguente irrogazione di sanzioni e uno si è concluso con l'accertamento della non sussistenza delle violazioni inizialmente contestate.

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 23), 15 riguardano violazioni delle esigenze di sicurezza del sistema, due hanno riguardato violazioni in materia di fatturazione del servizio di distribuzione del gas naturale,

quattro si riferiscono a violazioni delle esigenze conoscitive e due a violazioni di obblighi in materia di misura.

Con riferimento invece ai procedimenti avviati in materia di violazione della regolazione dei mercati energetici (pari a 98), 94 procedimenti, come detto, hanno riguardato violazioni in materia di dispacciamento, uno ha riguardato violazioni afferenti alle condizioni economiche di fornitura, due violazioni in materia di certificati verdi e uno in materia di saturazione virtuale rete.

A dimostrazione di un sempre maggiore presidio del rispetto della regolazione nel settore dei servizi idrici, (nell'esercizio delle competenze derivanti dall'art. 21, comma 19, del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201 convertito con modificazioni dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214), merita d'essere sottolineato il numero di procedimenti sanzionatori avviati in materia, che si attesta sul dato di nove atti di avvio in linea con le otto adottate nell'anno precedente.

Rispetto al 2016, nel 2017 i dati sintetici evidenziano una inversione di tendenza, con una netta prevalenza (dovuta principalmente ai procedimenti in materia di dispacciamento) dei procedimenti avviati per illeciti in materia di mercati energetici (nel complesso pari a circa il 75,3%) rispetto a quelli avviati per violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche e del settore idrico, che si attestano rispettivamente intorno al 17,7% e 7%.

### Violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche

#### **Sicurezza del sistema**

Nel 2017 l'Autorità ha avviato 15 procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante società per violazioni in materia di pronto intervento, nonché di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione e trasporto del gas naturale. Dei predetti procedimenti 10 sono stati avviati con procedura semplificata e, di essi, nove sono conclusi per effetto dell'adesione degli operatori interessati a tale procedura, mediante cessazione delle condotte contestate e pagamento delle sanzioni in misura ridotta per un totale di 72.940 euro. Nelle medesime materie l'Autorità ha, altresì, concluso 16 procedimenti sanzionatori con l'irrogazione di altrettante sanzioni per un totale di 814.100 euro.

Per violazioni in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, l'Autorità ha, inoltre, sanzionato un'impresa distributrice per un importo di 5.500 euro.

### Accesso, erogazione dei servizi di rete e misura

Nel 2017 l'Autorità ha avviato due procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura nel settore del gas e irrogato 13 sanzioni, per complessivi 394.040 euro, nei confronti di altrettanti distributori di energia elettrica e gas per l'inadempimento agli obblighi di messa in servizio dei misuratori elettronici.

Nel medesimo anno l'Autorità ha concluso due procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di accesso al servizio di distribuzione del gas naturale e connessioni di impianti di produzione di energia elettrica irrogando sanzioni per un totale di 141.600 euro.

L'Autorità ha, altresì, avviato due procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di fatturazione del servizio di distribuzione del gas naturale e concluso quattro procedimenti avviati nei confronti di altrettanti esercenti per violazioni in materia di separazione funzionale e contabile, irrogando sanzioni per un totale di 5.543.750 euro.

### Esigenze conoscitive dell'Autorità

In materia di violazioni di obblighi informativi afferenti l'unbundling, l'Autorità ha avviato quattro procedimenti sanzionatori con procedura semplificata, due dei quali si sono conclusi in quanto le società hanno cessato la condotta e pagato le sanzioni ridotte nella misura di 4.880 euro.

Nel 2017 l'Autorità ha irrogato 3 sanzioni, per un totale di 11.900 euro, ad altrettante imprese per la violazione degli obblighi informativi relativi all'Anagrafica operatori dell'Autorità.

L'Autorità ha, infine, archiviato per insussistenza dei presupposti un procedimento sanzionatorio avviato per violazione di obblighi informativi in materia di dati di qualità del servizio di distribuzione e misura del gas naturale.

## Violazioni della regolazione dei mercati energetici

### Produzione di energia

Nel 2017 l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio per l'accertamento di violazioni in materia di connessione alle reti di impianti di produzione di energia elettrica. In particolare è stato contestato all'operatore di non aver rispettato le disposizioni regolatorie volte a evitare una ingiustificata prenotazione della capacità della rete.

### Certificati verdi

L'Autorità ha avviato due procedimenti sanzionatori nei confronti di un produttore e di un importatore di energia elettrica per mancato acquisto di certificati verdi e irrogato, per le medesime violazioni, sanzioni pari complessivamente a 1.827.121 euro (di cui due nei confronti del medesimo esercente) per il mancato acquisto dei certificati verdi, relativi all'energia importata negli anni 2005, 2012 e 2013.

### Titoli di efficienza energetica

Nell'ambito dei titoli di efficienza energetica, l'Autorità ha sanzionato con cinque provvedimenti distinti il medesimo distributore di gas naturale per non aver inviato alcuna comunicazione utile alla verifica del possesso dei titoli di efficienza energetica corrispondenti all'obiettivo specifico per gli anni 2011, 2012, 2013, 2014 e 2015, nonché ai fini della verifica della compensazione dell'inadempienza all'obiettivo specifico per gli anni 2010, 2011, 2012 e 2013.

### Mercati all'ingrosso

Nel 2017 l'Autorità ha avviato 94 procedimenti sanzionatori per strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica.

In materia di bilanciamento del gas naturale si sono conclusi, con l'irrogazione di sanzioni per un totale di 1.808.500 euro, due procedimenti nei confronti di altrettante imprese. In particolare alle società è stato contestato di non aver versato all'impresa di trasporto i corrispettivi previsti dalla regolazione e di non aver usato il servizio di bilanciamento al fine di porre rimedio ai fisiologici disequilibri.

### Mercati retail e tutela dei clienti finali

Nel 2017 è stato avviato e si è concluso con l'adesione da parte dell'esercente alla procedura semplificata, mediante pagamento della sanzione in misura ridotta pari a 11.000 euro, un procedimento per violazioni in materia di condizioni economiche di fornitura di GPL.

Si sono conclusi tre procedimenti sanzionatori con i quali sono state accertate violazioni in materia di qualità commerciale dei servizi telefonici (*call center*) e irrogate sanzioni per un totale di 101.200 euro, nonché un procedimento per violazione di obblighi in materia di reclami dei clienti finali, all'esito del quale è stata irrogata una sanzione di 30.000 euro.

### Violazioni della regolazione del settore idrico

Con riferimento alla gestione del servizio idrico, nel 2017 l'Autorità ha avviato nove procedimenti sanzionatori. Le violazioni riguardavano, in parte, la regolazione tariffaria del servizio idrico integrato nelle sue molteplici declinazioni. In particolare, si è trattato dell'inadempimento alle prescrizioni dettate per la formulazione della

proposta tariffaria di delibere dell'Autorità che, in mancanza di dati forniti dai gestori, avevano determinato d'ufficio le tariffe applicabili da questi ultimi, nonché della mancata applicazione della componente tariffaria istituita a copertura degli oneri derivanti dalle agevolazioni per le popolazioni colpite da eventi sismici. Ad alcuni operatori sono state contestate anche violazioni inerenti alle modalità di determinazione del deposito cauzionale.

## Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

L'Autorità, con la delibera 18 maggio 2012, n. 188/2012/E/com, recante 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*, ha varato le regole procedurali relative alla funzione giustiziale, di derivazione comunitaria (art. 44, commi 1 e 2 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93), che riguarda le controversie tra operatori e gestori in materia di accesso e utilizzo dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica, di trasporto del gas, di distribuzione e di stoccaggio, nonché l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.

Tale strumento di tutela alternativa a quella giurisdizionale costituisce, unitamente all'esercizio dei poteri sanzionatori e prescrittivi dell'Autorità, un presidio fondamentale, fruibile dagli operatori per perseguire gli obiettivi della regolazione settoriale, garantendo la funzionalità ed effettività del regime di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche.

Dalla data di entrata in vigore di tale disciplina sono stati presentati 439 reclami. Di questi:

- 114 sono stati archiviati, per irricevibilità (13), per mancata regolarizzazione del reclamo entro i termini prescritti (6), per inammissibilità (53), per intervenuta transazione tra le parti

nel corso del procedimento (11), ovvero per improcedibilità per sopravvenuta carenza di interesse (9) o per aver il gestore di rete soddisfatto, nel corso del procedimento, l'istanza del reclamante (19) o, ancora, per sostanziale coincidenza delle questioni devolute alla cognizione dell'Autorità giudiziaria e dell'Autorità (2) o per l'avvio, per la fattispecie oggetto dell'istanza, di un procedimento per l'esercizio dei poteri sanzionatori e prescrittivi di cui alle lettere c) e d) dell'art. 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (1);

- 75 sono in corso di trattazione;
- 250 sono stati oggetto di decisione, per un totale di 169 delibere, ciò perché alcune di esse, per la sostanziale identità delle questioni tecniche e giuridiche affrontate, hanno trattato congiuntamente più reclami.

Il tempo medio per la risoluzione delle controversie tra operatori economici, ex delibera n. 188/2012/E/com, gestite dall'Autorità, è di 5 mesi e 22 giorni; il rispetto delle decisioni assunte dall'Autorità raggiunge quasi la quota del 100%. In particolare, la maggior parte delle decisioni è stata immediatamente ottemperata dalle parti, mentre per circa un 16% dei casi l'ottemperanza è avvenuta a seguito dell'intervento dell'Unità Arbitrati e Decisioni Controversie.



## Settore elettrico

Con riferimento al settore elettrico, le decisioni adottate dall'Autorità hanno riguardato principalmente le tematiche trattate nel seguito.

### Iter di connessione alla rete di distribuzione

Con delibera 13 aprile 2017, n. 234/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Sunergise nei confronti della società e-distribuzione*, l'Autorità ha chiarito che, se i lavori per la connessione alla rete di distribuzione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile costituiscono un "adeguamento di connessione esistente", e non invece una nuova connessione, il gestore è tenuto a calcolare il corrispettivo di connessione in conformità all'art. 12, comma 4, dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità 23 luglio 2008, n. ARG/elt 99/08 inerente al TICA. Infatti, la fattispecie di "adeguamento di una connessione esistente" ricorre allorché l'impianto di produzione debba essere connesso alla rete del gestore nel medesimo punto di consegna già esistente e non vi sia alcuna connessione da realizzare *ex novo*".

Con le delibere del 20 aprile 2017, n. 256/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di e-distribuzione*, e n. 259/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Guarini Erminio nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha affermato che il vincolo di invarianza del "tronco di linea di connessione" non può essere addotto dal gestore di rete come ragione ostativa all'accoglimento di una richiesta di modifica del preventivo di connessione. Mentre, con delibera 20 aprile 2017, n. 257/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Lucon nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha ritenuto illegittimo l'annullamento di una pratica di connessione alla rete di distribuzione elettrica disposto dal gestore di rete ai sensi dell'art. 9, comma 11, del TICA, poiché, al momento dell'annullamento, l'impianto di produzione risultava regolarmente autorizzato.

Con delibera 20 aprile 2017, n. 258/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Cuttitta nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha accertato che, nel caso in cui si applichi l'art. 6, comma 4, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, il quale

prevede una procedura abilitativa semplificata per la costruzione ed esercizio di impianti di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili di piccola taglia, avendo l'ente territoriale competente (Comune) assentito all'intervento dichiarato dal reclamante, il gestore è tenuto a dare avvio ai lavori di realizzazione dell'impianto di rete funzionale alla connessione dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

L'Autorità, con le delibere 5 maggio 2017, n. 306/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione* e 25 maggio 2017, n. 354/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione*, ha invece ritenuto corretto il mancato accoglimento, da parte del gestore della rete di distribuzione, delle richieste di modifica di preventivi di connessione di alcuni impianti di produzione: nel primo caso, perché non sussisteva alcuna necessità di "ottimizzare al meglio la soluzione tecnica di connessione contenuta nei preventivi originali", avendo il gestore indicato soluzioni tecniche di connessione già estremamente semplici; nel secondo caso, perché, a causa della c.d. saturazione virtuale della rete di distribuzione, non risultava possibile la connessione nel punto indicato dal produttore ai sensi dell'art. 6, comma 4, del TICA.

In tema di indennizzi automatici previsti dal TICA, con delibera 18 maggio 2017, n. 337/2017/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla ditta individuale Guarini Erminio nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha accertato il diritto del richiedente la connessione al riconoscimento degli indennizzi automatici previsti per il ritardo nella messa a disposizione dei preventivi di connessione alla rete, in quanto, a fronte della estrema semplicità della modifica da apportare ai preventivi, non è risultato giustificato il ricorso, da parte del gestore, ai quindici giorni lavorativi aggiuntivi, di cui all'art. 7, comma 1, del TICA.

Con delibera 15 giugno 2017, n. 424/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Maglione logistica e trasporti nei confronti di e-distribuzione S.p.a.*, l'Autorità ha accertato l'errato calcolo, da parte del gestore, del corrispettivo per la connessione da versare per la cessione dell'impianto di rete facendo riferimento al TICA modificato con la delibera 4 agosto 2010, n. ARG/elt 125/10; ciò in quanto tale disciplina è inapplicabile alle richieste di connessione



alla rete presentate in data antecedente al 1° gennaio 2011, quale era la richiesta del reclamo.

Con le delibere 28 giugno 2017, n. 473/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Energica nei confronti di e-distribuzione*, e 12 ottobre 2017, n. 676/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Energica nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha ritenuto corretti gli importi degli indennizzi automatici erogati dal gestore, poiché la decorrenza del termine per la realizzazione della connessione era rimasta legittimamente sospesa fino alla data di costituzione delle servitù di elettrodotto (condizione essenziale per l'ottenimento del titolo abilitativo alla realizzazione delle opere funzionali alla connessione), comportando, in tal modo, un posticipo del termine dei 90 giorni lavorativi previsti dall'art. 10, comma 1, del TICA, per la realizzazione della connessione da parte del gestore.

Con delibera 6 luglio 2017, n. 505/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Olza nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha accertato che, avendo il gestore di rete calcolato il corrispettivo di cessione dell'impianto di rete facendo riferimento ai costi del suddetto impianto individuato nella soluzione tecnica minima generale (STMG), non ha applicato correttamente quanto previsto dall'art. 13, comma 5, dell'Allegato A alla delibera 19 dicembre 2005, n. 281/05, nel caso in cui il produttore realizza in proprio l'impianto di rete per la connessione. L'Autorità ha affermato, inoltre, che il gestore non può contestare la STMG, da lui stesso elaborata, sostenendo che il produttore avrebbe scelto, impegnandosi ad assumere a suo totale carico i maggiori costi, una modifica della STMG, senza rilevare tale scostamento in alcuna delle fasi previste dall'*iter* di connessione.

Con delibera 20 luglio 2017, n. 538/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Screpis Orazio nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha stabilito che, ai sensi dell'art. 14, comma 2, del TICA, qualora il gestore realizzi la connessione non rispettando i tempi previsti dall'art. 10, comma 1, del medesimo TICA, è tenuto a corrispondere al richiedente, a titolo di indennizzo automatico, un ammontare pari al valore massimo tra 20 euro e il 5% del totale del corrispettivo per la connessione per ogni giorno lavorativo di ritardo della realizzazione della connessione, fino a un massimo di 120 giorni lavorativi.

Con delibera 3 agosto 2017, n. 566/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da alla società Lucon nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha chiarito che il produttore che richiede una connessione in bassa tensione è tenuto, ai sensi dell'art. 9, comma 5, del TICA, a presentare la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo per la costruzione e

l'esercizio dell'impianto di produzione entro 60 giorni lavorativi decorrenti dalla data di accettazione del preventivo per la connessione e che il produttore stesso è responsabile del corretto caricamento del progetto dell'impianto di rete sul Portale produttori del gestore. Pertanto, se i documenti non vengono inseriti correttamente nel Portale, il gestore può legittimamente annullare la pratica di connessione.

Con delibera 14 settembre 2017, n. 626/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Clear Energy nei confronti di Comune Di Ronco Canavese e delle società Ireti, Iren Energia, e-distribuzione S.p.a. e Terna S.p.a.*, l'Autorità ha individuato, ai sensi degli articoli 2, comma 3, e 6, comma 1, del TICA, nel Comune di Ronco Canavese, il soggetto che deve dare seguito alla domanda di connessione alla rete di un impianto di produzione da fonte rinnovabile; e che deve, da un lato, aggiornare il preventivo di connessione, adeguando la potenza in immissione al valore richiesto dal reclamante, ricalcolando il corrispettivo per la connessione in conformità a quanto stabilito dall'art. 12 del TICA, e, dall'altro, avviare le procedure di coordinamento (con Terna ai sensi dell'art. 35 del TICA, e con Iren Energia, ai sensi dell'art. 2, comma 3, del TICA medesimo) necessarie alla connessione dell'impianto del produttore.

Con le delibere 26 ottobre 2017, n. 710/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di e-distribuzione* e 30 novembre 2017, n. 789/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Aurora Energie Rinnovabili nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, nel respingere i reclami in cui si contestava l'annullamento delle pratiche di connessione per mancata accettazione dei preventivi nei termini ex art. 7, comma 2, del TICA, ha stabilito nel primo caso, che ai fini dell'accertamento della avvenuta consegna, da parte del gestore, di un preventivo per la connessione, fa fede quanto riportato nel Portale produttori, mentre, nel secondo caso, ha accertato che l'annullamento della pratica di connessione era frutto della mancata trasmissione, da parte del reclamante entro i termini stabiliti dall'art. 9, comma 5, del TICA, della dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo.

Con delibera 26 ottobre 2017, n. 711/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha affermato che, nel caso in cui il gestore di rete emetta un nuovo preventivo per la connessione alla rete, avendo riscontrato un mutamento delle condizioni di rete rispetto

a quelle registrate all'epoca in cui era stato elaborato il precedente preventivo, il produttore non ha diritto al riconoscimento dell'indennizzo automatico per il ritardo nella messa a disposizione del preventivo, in quanto tale nuovo preventivo è stato emesso dal gestore in applicazione dell'art. 7, comma 8, del TICA, al fine di proporre nuove soluzioni tecniche che tengano conto dell'evoluzione del sistema elettrico locale.

Inoltre, con le delibere 16 novembre 2017, n. 752/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Aurora Energie Rinnovabili nei confronti di e-distribuzione*, 1 febbraio 2018, n. 40/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Emme Effe nei confronti di e-distribuzione*, 1 marzo 2018, n. 99/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società CL Service. nei confronti di e-distribuzione.*, e 1 marzo 2018, n. 100/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società San Giuliano Energie Rinnovabili nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, a fronte di alcuni cambi di codice di rintracciabilità delle pratiche di connessione ad opera del gestore, determinati dalla variazione del sistema informatico richiesta dall'avvio del coordinamento tra gestori, ha chiarito che il TICA (art. 35) ammette la possibilità che in alcuni casi particolari vi possano essere più codici di rintracciabilità tra loro correlati.

Con delibera 30 novembre 2017, n. 790/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società CL Service nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha ritenuto corretto l'annullamento, da parte del gestore di rete, di una pratica di connessione frutto della mancata trasmissione, da parte del reclamante, della dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, attestante l'avvenuto avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, nel rispetto dei termini stabiliti dall'art. 31, comma 3 del TICA.

Inoltre, con le delibere 21 dicembre 2017, n. 870/2017/E/eel e 27 dicembre 2017, n. 902/2017/E/eel, l'Autorità, in relazione ad alcuni reclami, proposti dalla società Alta Energia. nei confronti di e-distribuzione, in cui si chiedevano gli indennizzi automatici per il ritardo nella messa a disposizione dei preventivi, ha accertato che il ricorso da parte del gestore ai 15 giorni lavorativi aggiuntivi per elaborare i nuovi preventivi era del tutto ingiustificato, non dovendo, il gestore stesso, nella predisposizione dei nuovi preventivi, elaborare nessun tipo di progettazione *ex novo* che implicasse la "realizzazione, il rifacimento, l'adeguamento o il potenziamento di linee elettriche a livelli di tensione superiori al livello di tensione cui è erogato il

servizio di connessione"; tale attività era infatti già stata effettuata nella predisposizione dei precedenti preventivi, pressoché identici, per i quali il gestore aveva già beneficiato dell'incremento di 15 giorni lavorativi ex art. 7, comma 1, del TICA.

Infine, con delibera 15 febbraio 2018, n. 83/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Alternative nei confronti di e-distribuzione*, in un caso in cui il reclamante non aveva rispettato le procedure previste dal TICA per il versamento dell'importo dovuto a titolo di accettazione del preventivo di connessione, l'Autorità ha prescritto al gestore la restituzione delle somme erroneamente versate dal reclamante. Poi, con riferimento al *dies a quo* per il calcolo degli interessi da aggiungere agli importi da restituire, nell'interpretare l'art. 6, comma 6, del TICA 2010, (il quale prevede che l'impresa distributrice, nel caso di esito negativo dell'*iter* autorizzativo, restituisca al richiedente il corrispettivo pagato all'atto di accettazione del preventivo, maggiorato del tasso legale di interesse), non definendo espressamente il TICA il giorno da cui tali interessi iniziano a maturare, l'Autorità ha qualificato l'esito negativo dell'*iter* autorizzativo quale condizione risolutiva del contratto concluso con l'accettazione del preventivo e, dunque, in applicazione dell'art. 1361, comma 2, del codice civile, ha identificato il *dies a quo* per il calcolo degli interessi nel giorno in cui l'*iter* autorizzativo si è concluso negativamente.

Da ultimo, con la delibera 29 marzo 2018, n. 167/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Energyka nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha prescritto al gestore di corrispondere al reclamante l'indennizzo automatico previsto dall'art. 14, comma 1 del TICA, poiché, a seguito del riscontro di un errore nella STMG contenuta nel preventivo di connessione alla rete elettrica di un impianto di produzione da fonti rinnovabili, inviato al reclamante (nella specie l'errata indicazione di una cabina primaria), il gestore ha accumulato un ritardo di quattro giorni per provvedere alla rettifica della citata STMG.

---

### Servizio di misura

---

Con la delibera 8 giugno 2017, n. 404/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Alfano Energia nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, in un caso di prelievo fraudolento di energia da parte del cliente finale che ha provocato un guasto del misuratore,

ha affermato che il gestore della rete di distribuzione è tenuto a rendere noto all'impresa venditrice, in base al Contratto per il servizio di trasporto di energia elettrica intercorrente tra le parti, l'importo dovuto a seguito della ricostruzione dei prelievi con la documentazione giustificativa di tale importo, inclusiva delle modalità di calcolo. Con delibera 13 luglio 2017, n. 520/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Olivieri nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha accertato che l'utilizzo, da parte del gestore della rete di trasporto dell'energia elettrica, di un valore non corretto della costante di lettura "K" nel sistema di fatturazione del servizio di misura viola l'obbligo di cui all'art. 4, Allegato B, del *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica* (TIME) 2012-2015 (All. B alla delibera 29 dicembre 2011, n. ARG/elt 199/11) e del TIME 2016-2019 (All. B alla delibera 23 dicembre 2015, n. 654/2015/R/eel), essendo il gestore di rete, quale responsabile dell'erogazione del servizio di misura, tenuto al rispetto di specifici obblighi imposti dall'Autorità in relazione all'erogazione del servizio stesso. Pertanto, poiché il gestore ha commesso un errore nella fatturazione dei consumi, causato da una errata determinazione dei dati di misura dell'energia elettrica prelevata dal POD per una disfunzione del proprio sistema informatico (nel caso di specie, un errore di memorizzazione della costante di lettura "k"), l'Autorità ha prescritto al gestore di restituire al fornitore i corrispettivi tariffari di misura dell'energia elettrica versati.

Con delibera 20 luglio 2017, n. 537/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società C&T nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha chiarito che le disposizioni della delibera 4 dicembre 2014, n. 595/2014/R/eel, in materia di servizio di misura dell'energia elettrica, non impediscono al gestore e al produttore di definire liberamente gli algoritmi di misura che meglio rappresentano la realtà impiantistica e i relativi flussi di energia elettrica, riportando detti algoritmi nell'Allegato 5 al contratto di dispacciamento in immissione di cui alla delibera 9 giugno 2006, n. 111/06. Pertanto, l'Autorità ha affermato che all'interno di un Sistema Semplice di Produzione e Consumo (SSPC) con un unico POD principale utilizzato sia per l'immissione che per il prelievo di energia elettrica, è contrario alla regolazione il comportamento del gestore che decida, in totale autonomia, di ripartire l'energia elettrica immessa in rete *pro quota* tra i due impianti di produzione (nel caso di specie, impianto a biomassa e impianto fotovoltaico),

senza tenere conto che l'intera produzione veniva utilizzata interamente in loco per alimentare i servizi ausiliari di generazione dell'impianto a biomassa.

Con delibera 16 novembre 2017, n. 753/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Energy Project di Terenzio Alio, nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, in relazione a un reclamo avente ad oggetto la contestazione delle modalità di erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico costituito da due sezioni, al fine di ottenere la misura effettiva della produzione di energia elettrica di ciascuna sezione dell'impianto fotovoltaico, ha ritenuto necessario prescrivere al gestore di installare un contatore aggiuntivo da posizionare in corrispondenza di una delle due sezioni del predetto impianto.

Con la delibera 5 dicembre 2017, n. 807/2017/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla società Fotovoltaica nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha accertato che il gestore di rete, avendo trasmesso al GSE oltre il quindicesimo giorno del mese successivo a quello di riferimento la registrazione delle misure dell'energia elettrica prodotta dagli impianti incentivati, ha violato l'art. 10, comma 1, dell'Allegato A alla delibera n. 595/2014/R/eel, *pro tempore* vigente.

---

### Interruzione della fornitura

---

Con delibera 21 settembre 2017, n. 640/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Helia di Molinari Francesco nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha accertato che il gestore di rete, non trasmettendo al GSE le misure dell'energia elettrica prodotta dagli impianti incentivati, ha violato l'obbligo ad esso imposto dalla regolazione dell'Autorità, in particolare, dall'art. 10 dell'Allegato A alla delibera n. 595/2014/R/eel *ratione temporis* applicabile. Tale violazione commessa dal gestore ha avuto origine da una mancata comunicazione al GSE della riattivazione della fornitura in seguito al distacco eseguito.

---

### Corrispettivi tariffari

---

Con delibera 3 agosto 2017, n. 565/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da Associazione Produttori Petrace nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha stabilito che, conformemente alla vigente regolazione, il produttore può legittimamente richiedere l'esenzione dagli oneri di trasporto per i prelievi di energia destinati ad alimentare i servizi ausiliari

entro il primo giorno del secondo mese successivo all'invio all'impresa distributrice della certificazione asseverata.

Con le delibere dell'8 febbraio 2018, n. 62/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dal Comune di Trezzano Sul Naviglio nei confronti delle società e-distribuzione e Alpiq Energia Italia*, e n. 61/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dal Comune di Trezzano Sul Naviglio nei confronti delle società e-distribuzione, Edison Energia e Banca Farmafactoring*, l'Autorità, a fronte di due reclami avanzati in relazione alla quantificazione, tramite l'utilizzo di un calcolo a forfait (c.d. cottimo), dell'energia elettrica utilizzata per l'illuminazione pubblica, ha accertato che il gestore ha determinato inizialmente l'energia elettrica in base a parametri palesemente errati (algoritmo non corretto), riscontrando una non corretta attuazione da parte del gestore degli articoli 4, 8 e 9, comma 5, della delibera 12 marzo 2008, n. ARG/elt 29/08, in relazione alla determinazione dell'energia elettrica convenzionalmente prelevata dai POD coinvolti. Ha quindi ritenuto meritevoli di accoglimento le richieste del reclamante, di esonero dal pagamento dei corrispettivi tariffari per l'erogazione del servizio di misura e di una congrua rateizzazione delle somme richieste dal gestore a titolo di conguaglio.

---

### Mercati all'ingrosso

---

Con delibera 20 luglio 2017, n. 539/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società E.Ja nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, nel respingere il reclamo ha considerato che le nuove disposizioni del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica (delibera 4 giugno 2015, n. 268/2015/R/eel)

---

## Settore gas

---



---

### Codici di rete

---

Con delibera 13 luglio 2017, n. 518/2017/E/gas, *Decisione dei reclami presentati dalle società Sienergia e Miwa Energia nei confronti della società Sidigas*, l'Autorità ha accertato che il comportamento del gestore, che esige il pagamento di interessi di mora su crediti

vietano la concessione di piani di rientro agli utenti del servizio di trasporto per debiti maturati per il servizio di trasporto erogato dal 1° gennaio 2016, e ha accertato che il gestore, nel rifiutare l'esame di una proposta di rateizzazione di debiti maturati per il servizio di trasporto erogato dal 1° gennaio 2016, non ha discriminato il reclamante rispetto agli altri utenti del trasporto. Ciò in quanto è emerso che il gestore ha adottato, dal mese di gennaio 2016, il medesimo univoco criterio: i piani di rientro relativi a debiti maturati per il servizio di trasporto, erogato fino al 31 dicembre 2015, sono stati esaminati e, in taluni casi, concessi dal gestore; diversamente, i piani di rientro di debiti maturati per il servizio di trasporto, erogato dal 1° gennaio 2016, non sono stati presi in considerazione ovvero sono stati negati. Il gestore ha tenuto, quindi, nei confronti del reclamante una condotta in linea con i principi di non discriminazione e parità di trattamento.

---

### Switching

---

Con delibera 8 giugno 2017, n. 404/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da la società Alfano Energia nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, ha affermato che le disposizioni regolatorie in materia di *switching* obbligano l'impresa distributrice a dare seguito a una richiesta in tal senso pervenuta da un utente del trasporto, provvedendo ad attivare la fornitura precedentemente disattivata e a inserire il punto di prelievo nel contratto di dispacciamento e trasporto del nuovo utente del trasporto e del dispacciamento (art. 4, delibera 28 marzo 2008, n. ARG/elt 42/08). L'impresa distributrice è, dunque, tenuta a concedere l'accesso alla rete del cliente su richiesta di un nuovo venditore, a prescindere dalle vicende connesse al rapporto contrattuale tra lo stesso cliente finale e il venditore uscente.

maturati per effetto di fatturazioni non effettuate con cadenza mensile, non è conforme a quanto stabilito nell'art. 24, commi 4 e 5, della delibera 29 luglio 2004, n. 138/04 e del capitolo 12, paragrafo 4, punti 5 e 6 del *Codice di Rete tipo per il servizio di distribuzione del gas naturale* (CRDG) e che, il tentativo del gestore di rete di procedere alla escussione delle eventuali garanzie fideiussorie presentate

dagli utenti o di richiedere a tali soggetti ulteriori garanzie integrative con riferimento ai crediti maturati per effetto di ritardate fatturazioni, non è conforme ai dettami del capitolo 12, paragrafo 4, punto 6, del CRDG.

Con delibera 13 luglio 2017, n. 519/2017/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla società Europe Energy Gas & Power nei confronti della società Edyna GmbH*, l'Autorità ha accolto un reclamo riguardante la mancata comunicazione, da parte del gestore di rete, dei dati di prelievo di gas naturale finalizzati a consentire, all'impresa maggiore di trasporto, in qualità di responsabile del bilanciamento (RdB), la determinazione delle partite fisiche ed economiche di bilanciamento. A seguito di tale condotta del gestore, il reclamante ha, infatti, dovuto pagare un quantitativo di materia prima gas superiore a quello realmente consumato e, in conseguenza di questa sovrastima dei consumi, gli è stata addebitata una penale per superamento della capacità contrattualmente impegnata. L'Autorità ha accertato la violazione, da parte del gestore, dell'art. 24, commi 1 e 2, della delibera 31 maggio 2012, n. 229/2012/R/gas (*Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale settlement - TISG*), non avendo il gestore messo a disposizione né dell'RdB, Snam Rete Gas, né del reclamante le informazioni relative ai valori di prelievo mediante l'inserimento delle medesime informazioni sulla piattaforma informatica prevista dall'art. 20 del TISG. Inoltre, poiché l'applicazione di detta penale era imputabile a un errore di misura, provocato dall'omissione del gestore che non ha inserito il dato di misura, pari a  $0 \text{ S(m}^3\text{)}$ , sulla piattaforma informatica, l'Autorità ha ritenuto equo riconoscere al reclamante il diritto alla restituzione dei due terzi dell'importo indebitamente dovuto a titolo di penale. Tale riduzione ha tenuto conto del fatto che, nella fattispecie, il reclamante non ha esercitato la facoltà prevista dal TISG (art. 24), né comunicando, né tempestivamente segnalando al gestore le anomalie riscontrate in relazione ai prelievi allocati, né tantomeno trasmettendo i dati di prelievo di propria pertinenza direttamente all'RdB.

Con delibera 5 dicembre 2017, n. 808/2017/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla società 2i Rete Gas nei confronti della società Snam Rete Gas*, l'Autorità ha accertato che il gestore che assolve a tutti gli obblighi normativi e/o regolamentari in materia di sicurezza impiantistica nel settore del trasporto del gas naturale,

non può essere ritenuto responsabile per l'interruzione senza preavviso del servizio di trasporto e della consegna del gas naturale, con conseguente interruzione del servizio di distribuzione del gas naturale, in assenza di elementi che accertino la sussistenza di un nesso causale tra la condotta del gestore e l'evento interruttivo del servizio erogato.

Con delibera 21 dicembre 2017, n. 871/2017/E/gas, *Ottemperanza alla sentenza del TAR Lombardia, sezione II, 1372/2017, relativa alla delibera dell'Autorità 109/2016/E/gas*, l'Autorità, nel respingere il reclamo proposto in relazione all'attribuzione dei costi per il servizio sostitutivo di alimentazione tramite carro bombolaio, attivato a seguito della sospensione da parte di Snam Rete Gas del servizio di trasporto su un tratto di metanodotto gestito dalla medesima società, ha accertato che la situazione che ha portato all'interruzione del servizio era una "emergenza di servizio", dovuta a un evento, imprevisto e imprevedibile, non riconducibile a un comportamento negligente del gestore. L'Autorità ha inoltre ritenuto che la condotta del gestore di rete, che ha interrotto il servizio di trasporto del gas naturale nel tratto di rete coinvolto dall'evento, costituisse una scelta tecnica assolutamente ragionevole e proporzionata, tenuto conto delle precarie condizioni di sicurezza che si erano venute a determinare e che potevano sfociare in una improvvisa rottura della tubazione per causa del materiale trasportato dalla corrente del fiume Sarmento. Ciò avrebbe determinato la possibile, conseguente, incontrollata fuoriuscita di gas, potenzialmente foriera di non trascurabili impatti ambientali e suscettibile di compromettere la sicurezza di cose e persone per effetto del possibile innesco di incendi.

Con delibera 1 marzo 2018, n. 101/2018/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla società Tea Energia nei confronti della società Ireti*, in relazione a un reclamo avente ad oggetto la errata trasmissione all'RdB, da parte del gestore di rete, dei dati di misura funzionali all'esecuzione della sessione di bilanciamento, con conseguente sovrastima dei consumi e applicazione di una penale per superamento della capacità contrattualmente impegnata, l'Autorità ha accertato la violazione, da parte del gestore, del punto 3, capitolo 11, della Sezione 4, dell'Allegato 2 alla delibera 6 giugno 2006, n. 108/06 (Codice di rete tipo), non avendo il gestore verificato la correttezza dei valori di prelievo trasmessi all'RdB, e dell'art. 24, comma 1, dell'Allegato A alla

delibera n. 229/2012/R/gas (TISG) e non avendo il medesimo gestore messo a disposizione dell'RdB i dati di misura corretti relativi al punto di riconsegna (PDR) del reclamante. Inoltre, poiché l'applicazione di detta penale era imputabile a un errore di misura del gestore, l'Autorità, ha ritenuto equo riconoscere

al reclamante il diritto alla restituzione dei due terzi dell'importo indebitamente dovuto a titolo di penale. Tale riduzione ha tenuto conto del fatto che, nella fattispecie, il reclamante non aveva trasmesso i dati di prelievo di propria pertinenza direttamente all'RdB, come previsto dal TISG (art. 24).

## Contenzioso

L'analisi degli esiti del contenzioso dell'anno 2017 (gennaio – dicembre 2017) 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 Milano, e presso il Consiglio di Stato nel periodo compreso tra il 1997 e il 2017, si rinvia alle tavole 10.21 e 10.22, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 10.23, dalla quale si può evincere, in termini statistici, l'indicazione sulla resistenza dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio del sindacato giurisdizionale.

### TAV. 10.21

Esiti del contenzioso dal 1997 al 2017

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
<b>Decisioni del TAR</b>			
su istanza di sospensiva	441	251	56
di merito	1113	301	283
<b>Decisioni del Consiglio di Stato</b>			
su appelli dell'Autorità	208	173	37
su appelli della controparte	189	35	41

Fonte: ARERA

## TAV. 10.22

Riepilogo del contenzioso per Anno dal 1997 al 2017

Anno	N° Ricorsi <sup>(A)</sup>	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
<b>TOTALE</b>	<b>2716</b>	<b>251</b>	<b>56</b>	<b>441</b>	<b>301</b>	<b>283</b>	<b>1113</b>	<b>173</b>	<b>37</b>	<b>208</b>	<b>35</b>	<b>41</b>	<b>189</b>

A) il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento ai ricorsi incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente riferentesi a provvedimenti adottati l'anno precedente.

Fonte: ARERA



## TAV. 10.23

Effetti del contenzioso  
sull'azione amministrativa dal  
1997 al 2017

Dati disponibili al 31 dicembre 2017

Anno	N° DELIBERE EMESSE	N° DELIBERE IMPUGNATE <sup>(C)</sup>	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N° DELIBERE ANNULLATE <sup>(B)</sup>	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE EMESSE	N° RICORSI <sup>(A)</sup>
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	13	32,5	3,9	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	8	18,2	1,4	116
2010	656	53	8,1	10	18,9	0,0	204
2011	505	28	5,5	4	14,3	0,0	127
2012	589	64	10,9	5	7,8	0,0	176
2013	646	82	12,7	11	13,4	1,7	206
2014	677	80	11,8	3	3,8	0,4	169
2015	668	88	13,2	2	2,3	0,3	125
2016	823	90	10,9	0	0,0	0,0	199
2017	928	146	15,7	0	0,0	0,0	180
TOTALE	9317	986	10,6	123	12,5	1,3	2716

(A) si intende il numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi anche quelli plurimi

(B) si intendono le delibere annullate in tutto o in parte in via definitiva.

(C) 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 9317 delibere approvate dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997- 31 dicembre 2017), ne sono state impugnate 986, pari al 10,6% e ne sono state annullate (con sentenza passata in giudicato) in tutto o in parte 123, pari al 12,5% del totale delle delibere impugnate e all'1,3% di quelle adottate. In termini statistici,

l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale continua ad attestarsi attorno al 98,7%.

Nell'anno 2017, si è mantenuto pressoché costante l'incremento del contenzioso rispetto all'anno precedente in termini di numero di ricorsi: 180 nel 2017, rispetto ai 199 nel 2016. Nell'anno 2017



si registra, invece, la più alta percentuale di delibere impugnate sul totale di quelle emesse, 146 delibere impugnate, pari al 15,7% del totale delle emesse nell'anno 2017 (928). Il dato si spiega con il contenzioso generato dall'impugnazione dei provvedimenti prescrittivi (di natura individuale) adottati nei confronti degli utenti del dispacciamento in prelievo e/o immissione per strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento a ristoro dei consumatori, a valle dei procedimenti avviati con la delibera 342/2016/E/eel (circa una sessantina di ricorsi avverso altrettanti provvedimenti). A ciò si aggiunge anche il contenzioso sorto dalle impugnazioni di 19 determine della Direzione Sanzioni e Impegni (DSA) di avvio di altrettanti procedimenti sanzionatori sempre con riguardo a strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento.

Per il settore idrico, si registra un notevole calo dei ricorsi, soltanto sei ricorsi avverso altrettanti provvedimenti di approvazione di schemi regolatori recanti le predisposizioni tariffarie per il periodo 2016-2019. Il dato indica un consolidamento della regolazione in tale settore, soprattutto se raffrontato al numero dei ricorsi degli anni precedenti (34 nel 2016, 31 nel 2015).

Nel corso dell'anno 2017, 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 Milano, e del Consiglio di Stato.

---

### Mercati all'ingrosso

---

Con le sentenze nn. 1838, 1839, 1840, 1841, 1842, 1843, 1844, 1845, 1847, 1848, 1849, 1850 e 1851 del 2017, il TAR Lombardia, Sezione II, ha respinto i ricorsi di vari utenti del servizio di dispacciamento, titolari di unità di consumo e di unità di produzione non abilitate, avverso la delibera 28 luglio 2016, 444/2016/R/eel, in tema di interventi prioritari in materia di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi nell'ambito del dispacciamento elettrico e, con motivi aggiunti avverso la delibera 28 dicembre 2016, 800/2016/R/eel in tema di ulteriori interventi per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi, per l'anno 2017, nell'ambito del regime transitorio introdotto dalla delibera 444/2016/R/eel.

L'intervento regolatorio è stato ritenuto legittimo e non arbitrario dal giudice amministrativo, in ragione della natura non fisiologica degli sbilanciamenti: "L'inevitabilità degli sbilanciamenti non determina però il venir meno della loro tendenziale dannosità; dannosità dovuta, da un lato, al fatto che, come detto, gli sbilanciamenti possono creare problemi per la sicurezza del sistema e, da altro lato, sotto il profilo prettamente economico, al fatto che, per far fronte agli stessi, Terna è obbligata a reperire le risorse necessarie a prezzi superiori rispetto a quelli di mercato e a riversare sulla generalità degli utenti il relativo onere economico"; "In tale quadro, si deve ritenere che le misure regolatorie volte ad azzerare o, perlomeno, a contenere i profitti conseguibili dagli sbilanciamenti non possano, di per sé, ritenersi arbitrarie, in quanto, viceversa, finalizzate al perseguimento di un rilevante interesse pubblico"; "non può negarsi l'opportunità di una misura generale volta a limitare i profitti che dagli sbilanciamenti stessi si possono conseguire in modo da contrastare le condotte opportunistiche che verrebbero altrimenti attuate dai soggetti meno diligenti. Tanto più che, come illustrato, gli operatori non possono lamentare che tale misura leda in qualche modo una loro posizione giuridica meritevole di tutela, in quanto non è certo dagli introiti derivanti dagli sbilanciamenti che deve fondarsi la sostenibilità economica della loro attività."

In tema di garanzie da prestare in favore dell'impresa esercente il servizio di trasporto del gas, il Consiglio di Stato, Sezione VI, con la sentenza n. 1266/2017, si è soffermato sulla questione della scelta dell'agenzia di rating. Secondo tale decisione, non risulta plausibile, prima ancora che legittimo, un sistema basato sulla regola che non permette in primo luogo al soggetto nei cui riguardi una garanzia deve operare di decidere se e quali garanzie accettare a copertura di propri rischi (*rectius*, decidere in ordine agli emittenti tali garanzie) e, al tempo stesso, debba poi comunque accollarsi le conseguenze dell'eventuale inaffidabilità e ineffettività delle garanzie ricevute. Pertanto: "se e nella misura in cui la struttura dei contenuti di tale Codice di Rete - CdR è tale per cui il soggetto tenuto a rispettarlo (SRG, nella specie) deve poter accettare, a garanzia della affidabilità e solvibilità dei propri istituzionali contraenti nel segmento delle attività di trasporto del gas, anche meri giudizi di attendibilità sotto forma di rating e, ancora, se e nella misura in cui (terzo aspetto non posto in contestazione nel caso di specie) è nella propria e diretta responsabilità di detto soggetto (SRG) vagliare e "pesare", di volta in volta, la bontà delle garanzie offerte, anche nella forma del rating,

non è allora chi non veda che – diversamente impostando gli equilibri interni della struttura del CdR – qualora a tale soggetto venisse imposto di servirsi (anche) di un determinato fornitore di garanzie e dei suoi prodotti-garanzie allora, simmetricamente, la responsabilità dei relativi esiti (non affidabilità delle garanzie ricevute, per successiva dimostrazione della relativa non attendibilità) automaticamente sposterebbe il proprio baricentro dal predetto soggetto (SRG) a quello che tanto gli avesse imposto (ad esempio, l'Autorità)."

In materia di regolazione dei rapporti contrattuali sottostanti al contratto di cessione della capacità di stoccaggio ex decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, la sentenza n. 688/2017 della Sezione II del TAR Lombardia si è pronunciata sulla delibera 14 aprile 2016, 180/2016/R/gas, ritenendo che correttamente l'Autorità nulla abbia stabilito circa i rapporti tra l'impresa di stoccaggio e i soggetti investitori ex decreto legislativo n. 130/2010 in quanto la verifica della sussistenza delle condizioni previste dall'art. 1189 C.c. per poter ritenere integrata la fattispecie dell'indebitito soggettivo *ex latere accipientis*, con conseguente liberazione del debitore, deve essere condotta in concreto, valutando tutti gli elementi che caratterizzano il singolo rapporto intercorrente fra debitore, creditore reale e creditore apparente.

Con riguardo al riconoscimento a favore del responsabile del servizio degli oneri del bilanciamento derivanti dai debiti non soluti degli utenti, con la sentenza n. 942/2017, il TAR Lombardia, Sezione II ha ritenuto che il rispetto dell'obbligo di diligenza da parte del responsabile del servizio di bilanciamento sia una regola già operante sulla base degli ordinari principi in materia di obbligazioni: "E tra tali obbligazioni rientrano, con ogni evidenza, quelle inerenti proprio alla gestione del servizio pubblico di bilanciamento, che deve essere esercitato in modo da tutelare adeguatamente le ragioni del sistema, anche sotto il profilo del contenimento dell'esposizione debitoria degli utenti della rete di trasporto nei confronti del sistema stesso." Con sentenza n. 1796/2017, il TAR Lombardia, Sezione II, ha giudicato legittima l'introduzione di un limite massimo di due modifiche al preventivo di connessione alla rete elettrica. Secondo il TAR, le ragioni dell'intervento dell'Autorità non sono né arbitrarie né irragionevoli: "il limite di due modifiche del preventivo non risulta determinato in maniera irragionevole e arbitraria, atteso che – come si evince dal tenore del comma 7.8ter del TICA, sopra riportato – non vengono computate entro tale limite una serie di modificazioni del preventivo

che l'Autorità reputa necessitate"; d'altro canto, "la tempestiva dichiarazione di decadenza delle pratiche di connessione non mette al riparo, di per sé, da eventuali comportamenti diretti a mantenere pendenti tali procedure a tempo indeterminato, mediante l'artificio della ripetuta richiesta di modifiche del preventivo."

In tema di *capacity payment* transitorio, il Consiglio di Stato, Sezione VI, ha accolto gli appelli dell'Autorità avverso le sentenze del TAR Lombardia n. 1391, 1392, 1393 e 1394 del 216 che avevano annullato la delibera 31 luglio 2014, 400/2014/R/eel, in materia di determinazione del corrispettivo integrativo "S" di remunerazione transitoria della disponibilità di capacità produttiva. Il giudice amministrativo ha sottolineato che in tale sistema di remunerazione della capacità produttiva vige un principio di neutralità tecnologica: "Le valutazioni svolte da TAR sull'asserito divario in termini di capacità produttiva, disponibilità e sicurezza tra fonti tradizionali e fonti rinnovabili - oltre che generiche e prive di affidabili riscontri istruttori - non si possono ritenere suffragate dal d.lgs. n. 379 del 2003 che, anzi, non contempla alcuna distinzione a favore di una certa categoria di produttori".

---

### Mercati retail

---

Con le sentenze n. 237/2017 e n. 238/2017, il TAR Lombardia, Sezione II, ha confermato l'orientamento del Consiglio di Stato espresso con la sentenza n. 2182/2016, in tema di sussistenza del potere del regolatore di imporre garanzie ai venditori di energia elettrica a favore dei distributori per il versamento degli oneri generali di sistema. In particolare, il TAR Lombardia ha precisato che l'assenza di un potere dell'Autorità di eterointegrazione dei contratti tra distributori e venditori mediante l'imposizione di garanzie a carico di questi ultimi deve essere predicata con esclusivo riferimento alle obbligazioni che non sono proprie degli stessi venditori e che tali soggetti non sono tenuti ad assumere in virtù di norme di legge. Secondo il TAR, è diverso il caso in cui si tratti di prestazioni dovute da parte dei venditori, tra le quali rientra l'obbligo di versamento ai distributori degli oneri generali di sistema che i venditori abbiano già effettivamente riscosso presso i clienti finali; ciò in quanto rispetto a tali obbligazioni, sono astrattamente riscontrabili proprio quelle esigenze di tutela degli utenti, oltre che di tenuta del sistema nel suo complesso, che legittimano l'intervento dell'Autorità mediante

la fissazione delle condizioni economiche di accesso alla rete (v. art. 2, comma 12 lettera d) della legge 14 novembre 1995, n. 481, tra le quali deve ritenersi rientrante anche la prestazione di garanzie per obbligazioni proprie del venditore.

Tali principi si ritrovano affermati anche nella sentenza del medesimo TAR n. 1683/2017, ove si è ribadito che rientra in ogni caso tra le obbligazioni dei *trader* il "versamento ai distributori degli oneri generali di sistema che i venditori abbiano già effettivamente riscosso presso i clienti finali" e che è consentito all'Autorità prescrivere garanzie relative a tale versamento.

Con le successive sentenze n. 5619/2017 e n. 5620/2017, il Consiglio di Stato, Sezione VI, ha respinto gli appelli parziali proposti dall'Autorità che quelli proposti da e-distribuzione avverso le sentenze del TAR Lombardia nn. 237, 238, 243 e 244 del 2017, sopra riportate. Ad avviso del giudice, l'interpretazione offerta dall'Autorità dell'art. 9, comma 1 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e del correlato potere di eterointegrazione dei contratti rispetta solo in parte il principio di legalità, laddove prevede la potestà di dettare disposizioni regolatorie in materia di tariffe, contributi e oneri, poiché ne pretermette l'ambito applicativo circoscritto agli oneri di concessione, ossia ai costi che le imprese distributrici devono sostenere per allacciarsi alla rete; l'Autorità non è investita del potere di traslare gli oneri generali su soggetti che non usufruiscono del servizio di fornitura dell'energia. Secondo il Consiglio di Stato, l'imposizione ai *trader* di prestare garanzie alle imprese distributrici di energia elettrica, ovvero di fare gravare su di esse l'inadempimento degli utenti, è foriera d'asimmetria contrattuale, di squilibrio del rapporto, onerando la parte debole della catena distributiva di un rischio improprio e del peso economico conseguente, in violazione dei principi di logicità, proporzionalità e adeguatezza. Con tali sentenze, il Consiglio di Stato ha confermato le statuizioni del TAR Lombardia, statuendo espressamente che il *decisum* d'annullamento risulta circoscritto all'imposizione di garanzie per obbligazioni che non sono proprie delle imprese venditrici.

In merito all'opposizione di terzo proposta da un'associazione di consumatori avverso la sentenza n. 967/2014 del Consiglio di Stato in materia di sistema indennitario di cui alla delibera ARG/elt 10/219, il Consiglio di Stato, Sezione VI, con sentenza n. 1712/2017, ha ritenuto che tale associazione sia priva della legittimazione ad agire, perché sussiste un conflitto di interessi tra gli iscritti all'associazione,

quelli che rappresentano i clienti morosi e quelli che pagano puntualmente: manca la lesione di un interesse collettivo degli associati unitariamente considerati. Secondo il Consiglio di Stato, infatti, il sistema indennitario è volto a prevenire la morosità e a contenerne gli effetti che, altrimenti, inciderebbero sul sistema elettrico nel suo complesso e potrebbero ripercuotersi sui costi sopportati dalla generalità dell'utenza. Non può, quindi, considerarsi di pregiudizio per tutti i consumatori un sistema regolatorio il quale garantisca un indennizzo al venditore uscente a fronte di un inadempimento del cliente moroso, favorendo così il pagamento del debito pregresso da parte di quest'ultimo ed evitando che i corrispettivi non pagati finiscano a carico della collettività.

---

### Regolazione tariffaria e delle infrastrutture

---

In materia di natura giuridica degli oneri generali di sistema, merita di essere segnalata la sentenza 18 gennaio 2017 (C-189/15, Fondazione Santa Lucia), con cui la Corte di giustizia UE, nell'esercizio della propria competenza pregiudiziale ex art. 267 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea, si è pronunciata sulle questioni sollevate dal Consiglio di Stato nell'ambito del giudizio di appello promosso dall'Istituto di ricovero e cura a carattere scientifico (IRCCS) Fondazione Santa Lucia, ritenendo che: "l'art. 17, paragrafo 1, della direttiva 2003/96/CE deve essere interpretato nel senso che rientrano nella nozione di sgravi fiscali» gli incentivi riconosciuti, dal diritto nazionale, alle imprese a forte consumo di energia, quali definite dalla medesima disposizione, relativamente a corrispettivi, come quelli in discussione nel procedimento principale, a copertura degli oneri generali del sistema elettrico, con riserva di verifica, da parte del giudice del rinvio, degli elementi di fatto e delle norme del diritto nazionale su cui siffatta risposta della Corte si basa". In particolare, la Corte di Giustizia ha affermato, in premessa, che la qualificazione di un'imposta, tassa, dazio o prelievo con riferimento al diritto dell'Unione incombe alla Corte in base alle caratteristiche oggettive del tributo, indipendentemente dalla qualificazione che viene ad esso attribuita nel diritto nazionale. La Corte ha, quindi, rilevato: che i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema hanno fonte legale; che sussiste un obbligo di pagare detti corrispettivi e che, in caso di mancato rispetto di tale obbligo, il soggetto passivo sia perseguito dalle autorità competenti; che i corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema elettrico non sono destinati a finanziare necessariamente i costi di produzione e di distribuzione dell'elettricità ma finalità di

interesse generale; che, come le imposte indirette, si ripercuotono sul consumatore finale.

In merito alla regolazione delle tariffe di trasporto del gas per il periodo 2010-2013, in sede di giudizio di ottemperanza della sentenza del Consiglio di Stato n. 2888/2015, il TAR Lombardia, Sezione II, con sentenza n. 494/2017, ha ritenuto che la restaurazione della previgente regolazione in materia di ripartizione tra le componenti di *capacity* e di *commodity* (70/30) non fosse da considerare quale naturale effetto conformativo delle pronunce del giudice amministrativo in materia, e che sul piano delle misure concrete costituisca indubbio sintomo di ottemperanza la previsione di minori corrispettivi di uscita a carico degli utenti che operano al Sud rispetto ai punti di uscita situati al Centro e Nord Italia. In conclusione, il TAR Lombardia ha prescritto all'Autorità di disporre che Snam Rete Gas effettui l'attività prevista dall'art. 8.3 ("secondo criteri di trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti") e dall'art. 12 del RTTG (allegato alla delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09), dandone finale evidenza alla società ricorrente. Soltanto in esito alla determinazione dei corrispettivi unitari di capacità CPe e CPu (oltre agli altri fattori previsti dal citato art. 8) spetterà all'Autorità di procedere alla ponderata ripartizione delle quote di *capacity* e *commodity*.

Si segnalano, inoltre, le sentenze n. 4197/2017, n. 4198/2017 e n. 4199/2017 del Consiglio di Stato, Sezione VI, che ha confermato la legittimità della delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas (RTDG), con cui l'Autorità ha definito la regolazione tariffaria del servizio di distribuzione del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d'ambito. Secondo le sentenze, con la delibera 367/2014/R/gas l'Autorità ha inteso limitare il riconoscimento in tariffa della differenza VIR-RAB ai casi in cui si verifichi un effettivo esborso finanziario; conseguentemente con riguardo alla prima gara d'ambito, ha effettuato la valorizzazione ai fini tariffari delle immobilizzazioni nette di località distinguendo, rispettivamente, i casi in cui l'aggiudicatario sia diverso dal gestore uscente e quelli in cui l'aggiudicatario e il gestore uscente coincidano. Quanto alla questione della regolamentazione delle RAB depresse, è noto e non controverso, secondo i giudici, che le cause del disallineamento siano da ravvisare nella mancata tempestiva esibizione, da parte dei proprietari delle reti, dei dati idonei a calcolare con esattezza le tariffe in questione, che ha reso necessario (non soltanto opportuno) l'adozione da parte dell'Autorità di un criterio parametrico, per

evitare decisioni caso per caso che avrebbero alterato la concorrenza e la parità di trattamento.

---

### Servizio idrico integrato

---

Con la sentenza n. 2481/2017, il Consiglio di Stato, Sezione VI, ha definito i giudizi di appello proposti per la riforma delle sentenze del TAR Lombardia nn. 780 e 779 del 2014, in tema di metodo tariffario transitorio per la determinazione delle tariffe per i servizi idrici per gli anni 2012 e 2013 (delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr). Il Consiglio di Stato giudice si è avvalso della consulenza tecnica di ufficio per valutare l'attendibilità della metodologia tariffaria adottata per il servizio idrico integrato in seguito agli esiti del referendum del 12 e 13 giugno 2011, abrogativo della componente tariffaria relativa alla remunerazione del capitale investito. Il Consiglio di Stato ha anzitutto premesso che il servizio idrico integrato, alla luce della disciplina nazionale e europea, deve essere ancora annoverato tra i servizi pubblici a rilevanza economica, essendo coesistente, ai fini di tale nozione, l'esercizio dell'attività con metodo economico, nel senso che essa, considerata nella sua globalità, deve essere svolta in vista quantomeno della copertura, in un determinato periodo di tempo, dei costi mediante i ricavi. Sotto tale profilo, il Consiglio di Stato ha affermato che la regolazione tariffaria deve assicurare l'equilibrio economico-finanziario della gestione e l'efficienza e affidabilità del servizio – art. 151, comma 2, lettere c), d), e), d.lgs. n. 152/2006 – attraverso un metodo tariffario (artt. 151 e 154, comma 1, del codice dell'ambiente) teso a garantire la copertura dei costi e, al contempo, "diretto a evitare che il concessionario [recte: gestore] unico abusi della sua posizione dominante" (sentenza n. 246 del 2009, che richiama anche le sentenze n. 335 e n. 51 del 2008). Nel decidere il motivo centrale di ricorso, il Giudice amministrativo ha ritenuto che non vi fossero ragioni per discostarsi dalle conclusioni rassegnate dal Collegio peritale, che correttamente ha inteso il riferimento, nell'ordinanza istruttoria, alla "copertura dei costi di capitale proprio investito", come riferita all'intero capitale delle imprese del servizio idrico integrato, comprensivo sia di *equity* che di *debt*, essendo nell'ordinanza stato assunto un concetto giuridico (e non tecnico-scientifico, proprio dell'economia aziendale) di "capitale proprio", inteso nel senso di capitale di proprietà (e, in questo senso, proprio) delle imprese del sistema idrico integrato, in contrapposizione agli oneri relativi alle immobilizzazioni di terzi (trattati negli artt. 21 e 22 dell'allegato A della

delibera) e alle immobilizzazioni di terzi finanziate a fondo perduto (da non considerare nel calcolo del capitale netto investito, come da art. 12 dell'allegato A), e dovendo il principio della *full cost recovery* naturalmente includere tutte le componenti del capitale, indipendentemente dalla valorizzazione del loro costo.

In tema di natura giuridica delle tariffe d'ufficio, con la sentenza n. 3936/2017, il Consiglio di Stato, Sezione VI, ha ritenuto che la natura della delibera originariamente impugnata sia "oggettivamente anfibia e comunque connotata più da tratti di provvedimento amministrativo a portata generale che non di atto risolutivo di fattispecie puntuale d'interesse specifico di uno o più specifici destinatari". In particolare, il giudice amministrativo nota come "se è vero che una tale determinazione ha inciso, per un verso, su un numero determinato di operatori, stabilendo per essi i parametri tariffari da rispettare, è ancor più vero che, per altro verso, l'atto ha esplicito effetti nei riguardi di una ben più ampia platea di destinatari – non determinati preventivamente ma determinabili di volta in volta e comunque ex post – costituita da tutti i soggetti che, avendo rapporti con i gestori (primi destinatari dell'atto determinativo), avrebbero potuto fruire delle conseguenze patrimoniali derivanti dalla determinazione tariffaria".

Con le Sentenze nn. 5521, 5522, 5523, 5524, 5525, 5526, 5527, 5528, 5529, 5530, 5531 e 5533 del 2017, il Consiglio di Stato, Sezione VI, ha accolto i ricorsi in appello dell'Autorità avverso le sentenze del TAR Lombardia nn. 1702, 1749, 1839, 1704, 1857, 1703, 1976, 1840, 1838, 1858, 1701, 1748 del 2016, che avevano annullato provvedimenti di determinazione d'ufficio della tariffa idrica. Ad avviso del Consiglio di Stato, le sentenze appellate muovevano da una ricostruzione non corretta dei poteri dell'Autorità, la quale, ai sensi dell'art. 3 comma 1 lettera f) del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012, "approva le tariffe del servizio idrico integrato" predisposte da altri, ovvero dal gestore, "non è invece chiamata a determinarle in via diretta e ordinaria". Ad avviso del Collegio giudicante, "non vi è ragione perché l'Autorità debba attivare alcun contraddittorio con i singoli gestori, i quali, lo si ripete, sono i soggetti che istituzionalmente esigono il prezzo della fornitura e procedono ai calcoli a tal fine necessari". Secondo il Consiglio di Stato, le disposizioni del metodo tariffario applicate dall'Autorità prevedono un'alternativa secca: o i dati forniti sono esaurienti, e allora l'Autorità è tenuta ad approvare la tariffa proposta; o i dati stessi esaurienti non sono, e allora l'Autorità procede a determinarla con i criteri ufficiosi fissati nei termini visti.

Per il Consiglio di Stato non si dà una terza possibilità intermedia, in cui l'Autorità non approva la tariffa, ma la determina essa stessa in base a criteri diversi da quello officioso in questione, quali che essi siano. L'affermazione contraria delle sentenze appellate presuppone l'errore di prospettiva già evidenziato, "secondo il quale l'Autorità avrebbe in generale funzione di determinare, e non di approvare, le tariffe in parola". Infine, richiamando il proprio precedente n. 6153 del 2014 sulla c.d. ragionevolezza tecnica, il Consiglio di Stato ha valutato che, ai fini della scelta fra le due alternative possibili, "è evidente che le valutazioni di sufficienza o insufficienza dei dati forniti effettuate in base alle norme citate sono espressione dell'ampia discrezionalità tecnica attribuita all'Autorità stessa nelle materie di propria competenza, discrezionalità che, secondo la regola generale, è sindacabile nella presente sede giurisdizionale di legittimità solo in caso di esiti manifestamente illogici e arbitrari", esiti non allegati nel caso di specie.

---

### Contenzioso post risoluzione stragiudiziale delle controversie

---

In via generale, sul rapporto tra potere giustiziale dell'Autorità e funzioni di *enforcement*, si segnala la sentenza n. 37/2017, del TAR Lombardia, Sezione II, in cui si afferma che "la tutela giustiziale partecipa anche alla finalità di interesse pubblico attinente al perseguimento della piena funzionalità del settore regolato, assicurata ordinariamente mediante l'esercizio dei poteri sanzionatori e inibitori dell'Autorità. In questo senso, è quindi ragionevole che, laddove l'Autorità, per quel medesimo fine, abbia attivato l'esercizio dei suoi poteri officiosi – ben più pregnanti, in quanto non limitati allo spettro di una singola controversia – il rimedio giustiziale sia parimenti archiviato. Ciò, infatti, non pregiudica la tutela apprestata dall'ordinamento in favore dell'autore del reclamo, il quale conserva la possibilità di agire in sede giurisdizionale"; "l'archiviazione del reclamo non frustra neppure le finalità di interesse pubblico attinenti alla funzionalità del settore regolato proprie del rimedio giustiziale. Ciò in quanto il reclamo, una volta archiviato, conserva pur sempre almeno la valenza propria di una segnalazione diretta all'Autorità, la quale non potrà non tenere in considerazione l'istanza del privato al fine di valutare la necessità di esercitare i propri poteri d'ufficio."

Sempre in via generale, sui limiti soggettivi del potere giustiziale, si segnala la sentenza n. 1372/2017, con cui il TAR Lombardia,

Sezione II, ha circoscritto il rimedio, dal punto di vista soggettivo, ai soli reclami diretti contro “un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione” e dal punto di vista oggettivo, alle sole questioni concernenti “gli obblighi a tali gestori imposti in attuazione delle direttive comunitarie sui mercati interni dell’energia elettrica e del gas naturale”.

Con la sentenza n. 1114/2017, il TAR Lombardia, Sezione II, ha confermato il proprio orientamento in materia di decisioni di reclamo avverso la determinazione del corrispettivo di connessione ex art. 13 della delibera 05/281. Secondo il TAR, la soluzione tecnica minima generale (STMG) pur non essendo dettagliata prevedeva comunque le indicazioni minime necessarie e sufficienti per la progettazione dell’impianto e per ciò solo poteva essere considerata come una soluzione tecnica necessaria e sufficiente a soddisfare la richiesta di connessione. Ad avviso del TAR, la validazione del progetto “in variante” alla STMG, e la successiva elaborazione di una soluzione tecnica minima di dettaglio in linea con tale progetto, sono però evidentemente avvenute sul presupposto che i maggiori oneri di realizzazione dell’impianto di rete per la connessione, rispetto alla soluzione posta alla base della STMG, rimanessero a carico del titolare dell’unità di produzione, in virtù dell’espresso impegno assunto da quest’ultimo.

---

### Contenzioso post sanzioni

---

Con la sentenza n.392/2017, il Consiglio di Stato, Sezione VI, ha ritenuto che le maggiorazioni di cui all’art. 27, comma 6, della legge 24 novembre 1981, n. 689, secondo il prevalente orientamento della Sezione, abbiano natura sanzionatoria e funzione deterrente e non possano essere frutto di automatismo giuridico connesso al trascorrere vano del tempo, ma ha come presupposti aggiuntivi, rispetto al ritardo, l’imputabilità e la colpevolezza. Invece, deve essere confermata l’applicazione degli interessi dalla scadenza del termine di trenta giorni dalla comunicazione dell’originario provvedimento sanzionatorio fino al saldo.

In tema di quantificazione della sanzione, il TAR Lombardia, Sezione II, con la sentenza n. 2017/1475, ha affermato che non esiste alcuna previsione che imponga all’Autorità di indicare un importo fisso quale base di partenza per la determinazione della sanzione da irrogare. Il giudice amministrativo ha sottolineato

che la legge attribuisce all’Autorità un ampio margine di discrezionalità nel quantificare la sanzione pecuniaria da applicare, non potendo l’onere di motivare spingersi fino al punto di indicare il calcolo matematico seguito nell’adottare il provvedimento, essendo sufficiente, ai fini di un’adeguata motivazione, il rispetto dei criteri stabiliti dall’art. 11 della legge n. 689/1981.

Sempre in tema di quantificazione della sanzione, con la sentenza n. 2093/2017, il TAR Lombardia, Sezione III, ha affermato di condividere l’orientamento della giurisprudenza secondo cui “L’onere di motivare non può spingersi, per quanto precisato dalla giurisprudenza, fino al punto di indicare il calcolo matematico seguito nell’adottare il provvedimento, essendo sufficiente ai fini di un’adeguata motivazione il rispetto dei criteri stabiliti dall’art. 11 della legge n. 689/1981 e l’indicazione delle ragioni della concreta applicazione di tali criteri (TAR Lombardia, Sezione II, 30 giugno 2017, n. 1475; Consiglio di Stato, Sezione VI, 3 maggio 2010, n. 2507)”. In ragione della discrezionalità di cui gode l’Autorità nella determinazione del *quantum* della sanzione, afferma il TAR, non è possibile che l’amministrazione motivi in ogni suo passaggio la determinazione della misura della sanzione, ma tocca al ricorrente dimostrare che essa sia affetta da una violazione manifesta del canone di proporzionalità; nel caso di specie, poiché la misura base della sanzione è determinata *per relationem* alla sua incidenza percentuale sul fatturato, la ricorrente avrebbe dovuto provare che tale misura fosse evidentemente sproporzionata o che fosse impossibile desumere un criterio di collegamento tra la sanzione base e il fatturato.

Con riguardo alle sanzioni irrogate per inadempimento dell’obbligo di acquisto dei certificati verdi, le sentenze nn. 1605, 1606 e 1607 del 2017 del TAR Lombardia, Sezione II, affermano l’autonomia del potere sanzionatorio dell’Autorità rispetto al potere di accertamento della quantità di certificati verdi dovuta, rimesso esclusivamente al GSE. Per il TAR, una volta che si è esaurita l’attività di verifica spettante al GSE, ciò che l’Autorità è chiamata a sanzionare è l’inadempimento rispetto all’obbligo del produttore di provvedere entro trenta giorni all’integrazione del numero dei certificati verdi mancanti, secondo quanto accertato dallo stesso GSE. Non costituisce, invece, oggetto del procedimento sanzionatorio il riesame dell’attività di verifica già svolta autonomamente dallo stesso GSE.

---

### Contenzioso post verifiche ispettive

---

Con l'ordinanza n. 26155/2017, le Sezioni Unite della Corte Suprema di Cassazione hanno deciso il regolamento preventivo di giurisdizione proposto dal GSE sollevato nell'ambito di un giudizio instaurato dinanzi al giudice ordinario, dopo che il TAR Lombardia nel precedente giudizio si era espresso declinando la propria giurisdizione in materia di recuperi degli incentivi previsti nella Convenzione CIP6/92 per la produzione di energia elettrica. Le Sezioni Unite della Cassazione hanno affermato che la causa rientra nella giurisdizione esclusiva del giudice amministrativo, ai sensi dell'art. 133, comma 1, lettera o) del Codice del processo amministrativo che contempla "le controversie, incluse quelle risarcitorie, attinenti alle procedure e ai provvedimenti della pubblica amministrazione concernenti la produzione di energia, i rigassificatori, i gasdotti di importazione, le centrali termoelettriche e quelle relative a infrastrutture di trasporto ricomprese o da

ricomprendere nella rete di trasmissione nazionale o rete nazionale di gasdotti".

Con la sentenza n. 2211/2017, il TAR Lombardia, Sezione II, ha ribadito il proprio orientamento in tema di valori fissati convenzionalmente per l'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari, nell'ambito delle convenzioni CIP6/92. Più in particolare, il TAR, richiamando consolidata giurisprudenza amministrativa, ha ribadito che i valori fissati convenzionalmente, ai fini della determinazione dell'energia assorbita dai servizi ausiliari di centrale, sono del tutto provvisori, perché subordinati alla verifica della loro puntuale corrispondenza con i dati reali, ossia con l'effettiva quantità di energia utilizzata dai servizi ausiliari. Il giudice ha affermato la natura imperativa delle regole che disciplinano gli incentivi (artt. 1339 e 1419 del codice civile) e dalle quali si ricava la necessità del sistema di incentivare soltanto l'energia effettivamente immessa in rete. Tali regole prevalgono sia sulle clausole della convenzione col GSE, sia su quelle dalla concessione di gestione dell'impianto.





# 11.

Attuazione  
della regolazione,  
comunicazione,  
organizzazione  
e risorse

---

Intersettoriale

---

# Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti assunti

---

## Attività di consultazione

---

I nuovi processi di consultazione avviati nel 2017 dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) e che si sono aggiunti a quelli già in essere, sono stati complessivamente 52 (Tav. 11.1). Di questi, 11 hanno interessato il settore del gas, 14 quello dell'energia elettrica, 12 i servizi idrici, e i rimanenti 25 tematiche comuni ai diversi settori di competenza. Delle nuove consultazioni, 39 sono state concluse con l'adozione dei relativi provvedimenti finali di regolazione.

Negli ambiti dell'energia elettrica e del gas, tematiche particolarmente rilevanti hanno riguardato:

- la definizione dei criteri per la regolazione incentivante *output-based* del servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica;
- la definizione dei criteri per il riconoscimento parametrico dei costi per le imprese distributrici di energia elettrica di minori dimensioni e la promozione delle aggregazioni;
- l'incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica;
- la riforma del mercato per il servizio di dispacciamento con apertura alla domanda e a unità di aggregazione virtuale;
- l'accesso dei clienti finali ai propri dati storici di prelievo di energia elettrica e il rilascio digitale dell'impronta energetica (*energy footprint*);
- la semplificazione del *settlement* gas e la finalizzazione del mercato italiano della capacità;
- le offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (PLACET) per la capacitazione dei clienti finali domestici e delle piccole imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale.

In materia di telecalore (teleriscaldamento e teleraffrescamento) le consultazioni hanno riguardato, in particolare, i contributi di allacciamento e le modalità per l'esercizio del diritto di recesso, nonché i criteri per la regolazione della qualità contrattuale (prestazioni connesse ad avvio, gestione e chiusura del rapporto contrattuale).

Nell'ambito del servizio idrico integrato, le attività di consultazione hanno fra l'altro interessato:

- la definizione dei criteri per la revisione dei corrispettivi della tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura;
- l'inquadramento generale e le linee di intervento della regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato;
- le direttive per l'adozione di procedure per il contenimento della morosità;
- la definizione di criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici;
- la regolazione del bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati;
- l'introduzione di un sistema di tutele specifiche per gli utenti del servizio idrico integrato per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie.

Tutte le tematiche citate sono state trattate attraverso più documenti per la consultazione, fatte oggetto, dunque, di consultazioni plurime. La durata delle consultazioni si è attestata su una media di 36 giorni circa, considerando nel calcolo anche le consultazioni i cui termini, per motivate ragioni di indifferibilità e urgenza, sono stati necessariamente ridotti.

## TAV. 11.1

Sintesi delle attività di consultazione nel 2017  
Gennaio - Dicembre 2017

DATA	SETTORE	TITOLO
26/01/2017	Elettricità/Gas/Idrico	Orientamenti in materia di agevolazioni per le popolazioni colpite dagli eventi sismici, verificatisi nei giorni del 24 agosto 2016 e successivi.
02/02/2017	Teleriscaldamento	Regolazione della qualità contrattuale del servizio di telecalore (teleriscaldamento e teleraffrescamento). Inquadramento e primi orientamenti.
16/02/2017	Elettricità	Orientamenti in merito ai criteri per la concessione delle deroghe ai requisiti previsti dai regolamenti RFG (Requirements for generators), DCC (Demand Connection Code) e HVDC (High-Voltage Direct Current) in materia di connessioni alle reti elettriche.
16/02/2017	Teleriscaldamento	Regolazione dei costi del servizio di suddivisione delle spese per riscaldamento, raffrescamento e acqua igienico sanitaria tra le diverse unità immobiliari nei condomini e negli edifici polifunzionali. Ricognizione del mercato e orientamenti per la definizione dei costi indicativi di riferimento per i fornitori del servizio.
03/03/2017	Elettricità	Diritti di trasmissione di lungo termine ai sensi dell'art. 30 del Regolamento (UE) 1719/2016 della Commissione europea, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine.
03/03/2017	Teleriscaldamento	Disposizioni in materia di contributi di allacciamento e modalità per l'esercizio da parte dell'utenza del diritto di disattivazione e di scollegamento nel servizio di telecalore (teleriscaldamento e teleraffrescamento).
30/03/2017	Elettricità/Gas	Offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela e condizioni minime per il mercato libero, per la capacitazione dei clienti finali domestici e delle piccole imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale.
06/04/2017	Gas	Gestione dei dati di misura nell'ambito del sistema informativo integrato per il settore gas. Orientamenti.
13/04/2017	Idrico	Criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici. Inquadramento generale e primi orientamenti
20/04/2017	Elettricità	Revisione del mercato dell'energia elettrica: valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi.
20/04/2017	Idrico	Definizione delle modalità di trasferimento, da parte dei gestori, degli importi dovuti alla contabilità speciale del Commissario Unico di cui all'art. 2 del decreto legge 29 dicembre 2016, n. 243. Inquadramento e linee d'intervento
05/05/2017	Elettricità/Gas	Criteri per il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione.
05/05/2017	Efficienza energetica	Orientamenti per la definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica:
25/05/2017	Gas	Completamento del progetto pilota relativo al conferimento di capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica.
25/05/2017	Elettricità	Revisione delle tempistiche di determinazione e pubblicazione di alcuni corrispettivi di dispacciamento.
25/05/2017	Elettricità	Centralizzazione del processo di messa a disposizione dei dati di misura nell'ambito del Sistema informativo integrato (SII), con riferimento al settore elettrico
25/05/2017	Teleriscaldamento	Disposizioni in materia di contributi di allacciamento e modalità per l'esercizio del diritto di recesso nel servizio di telecalore (teleriscaldamento e teleraffrescamento). Orientamenti finali.
08/06/2017	Gas	Criteri di regolazione delle tariffe e della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione. Inquadramento generale e linee di intervento
08/06/2017	Idrico	Tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura. Orientamenti nell'ambito del procedimento di revisione dei corrispettivi del servizio idrico integrato.
15/06/2017	Teleriscaldamento	Regolazione della qualità contrattuale del servizio di telecalore. Prestazioni connesse all'avvio, alla gestione e alla chiusura del rapporto contrattuale. Orientamenti finali.

**TAV. 1.11 CONT.**

Sintesi delle attività di consultazione nel 2017

Gennaio - Dicembre 2017

DATA	SETTORE	TITOLO
22/06/2017	Elettricità/Gas	Disciplina della procedura decisoria per la risoluzione delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (Terzo livello).
22/06/2017	Gas	Materia prima gas ante riforma gas dell'Autorità: ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016 di annullamento della delibera ARG/gas 89/10, determinazione del valore della materia prima gas per il periodo da ottobre 2010 fino alla riforma gas dell'Autorità (2012).
05/05/2017	Elettricità/Gas	Criteri per il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione.
05/05/2017	Efficienza energetica	Orientamenti per la definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica.
25/05/2017	Gas	Completamento del progetto pilota relativo al conferimento di capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica.
25/05/2017	Elettricità	Revisione delle tempistiche di determinazione e pubblicazione di alcuni corrispettivi di dispacciamento.
22/06/2017	Elettricità	Sistemi di misura 2G: orientamenti relativi alle disposizioni in materia di applicazione del trattamento orario, aggregazione e configurazione.
22/06/2017	Idrico	Bonus sociale idrico per la fornitura del servizio idrico integrato agli utenti domestici economicamente disagiati. Inquadramento generale e primi orientamenti.
28/06/2017	Gas	Aggiornamento delle direttive per le connessioni degli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale.
28/06/2017	Gas	Criteri di regolazione delle tariffe del servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il quinto periodo di regolazione e per il periodo transitorio 2018 e 2019. Inquadramento generale e linee di intervento.
20/07/2017	Elettricità	Servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica: regolazione incentivante output-based. Orientamenti finali.
20/07/2017	Elettricità/Gas	Riforma del processo di switching nel mercato retail del gas naturale.
27/07/2017	Elettricità	Riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per clienti non domestici nel mercato elettrico - Aggiornamento 2017. Orientamenti finali anche in considerazione della decisione della Commissione europea C(2017) 3406.
27/07/2017	Idrico	Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato - RQTI. Inquadramento generale e linee di intervento.
03/08/2017	Gas	Disposizioni in materia di utilizzo flessibile della capacità di trasporto conferita per periodi pluriennali.
03/08/2017	Elettricità	Orientamenti in relazione al riconoscimento parametrico dei costi per le imprese distributrici di energia elettrica di minori dimensioni e primi orientamenti in materia di promozione delle aggregazioni.
03/08/2017	Gas	Orientamenti finali in tema di semplificazione del settlement gas.
03/08/2017	Gas	Incentivazione a Snam Rete Gas per la gestione efficiente del bilanciamento a partire dall'1 ottobre 2017.
03/08/2017	Elettricità	Mercato italiano della capacità. Ultimi parametri tecnico-economici.
03/08/2017	Elettricità	Interventi in ordine alla disciplina delle garanzie contrattuali e alla fatturazione del servizio di trasporto dell'energia elettrica.
03/08/2017	Idrico	Direttive per l'adozione di procedure per il contenimento della morosità nel servizio idrico integrato. Inquadramento generale e primi orientamenti.
03/08/2017	Idrico	Criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici - TICS (Testo integrato corrispettivi servizi idrici). Orientamenti finali.
21/09/2017	Elettricità	Incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Attività svolte e ulteriori orientamenti.
28/09/2017	Elettricità	Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali: modalità e condizioni di accesso.
28/09/2017	Idrico	Sistema di tutele degli utenti del servizio idrico integrato per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie. Inquadramento generale e primi orientamenti.

**TAV. 1.11 CONT.**

Sintesi delle attività di consultazione nel 2017  
Gennaio - Dicembre 2017

DATA	SETTORE	TITOLO
12/10/2017	Elettricità	Applicazione dell'approccio totex nel settore elettrico. Primi orientamenti per l'introduzione di schemi di regolazione incentivante fondati sul controllo complessivo della spesa.
26/10/2017	Teleriscaldamento	Disposizioni in materia di obblighi di separazione contabile per gli esercenti il servizio di telecalore (teleriscaldamento e teleraffrescamento). Primi orientamenti.
02/11/2017	Gas	Attuazione delle disposizioni della legge 4 agosto 2017, n. 124, in materia di semplificazione dell'iter di valutazione dei valori di rimborso e dei bandi di gara relativi all'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale.
10/11/2017	Idrico	Bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati. Orientamenti finali.
10/11/2017	Idrico	Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI). Orientamenti finali
16/11/2017	Gas	Disposizioni in materia di riconoscimento di costi relativi a funzioni inerenti all'attività di misura sulle reti di distribuzione di gas naturale.
16/11/2017	Elettricità/Gas	Portale per la pubblicazione delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale. Orientamenti per la formulazione di disposizioni dell'Autorità per la realizzazione e la gestione del Portale ai sensi dell'art. 1, comma 61 della Legge 124/2017).
16/11/2017	Idrico	Aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato.
14/12/2017	Efficienza energetica	Accesso dei clienti finali ai propri dati storici di prelievo di energia elettrica. Rilascio digitale dell'impronta energetica (energy footprint).
21/12/2017	Adeempimenti anticorruzione e trasparenza	Schema di piano triennale per la prevenzione della corruzione (PTPC) 2018- 2020
21/12/2017	Idrico	Sistema di tutele degli utenti del servizio idrico integrato per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie. Orientamenti finali.

Fonte: ARERA

## Provvedimenti assunti

Gli atti adottati dall'Autorità nel corso del 2017, tra delibere, relazioni, rapporti, pareri, memorie, segnalazioni e documenti per la consultazione, sono stati complessivamente 928. L'attività di produzione provvedimento ha fatto registrare un incremento del 13% rispetto al precedente periodo di riferimento, che già aveva visto una crescita consistente (823 atti, in crescita del 23% sull'anno precedente).

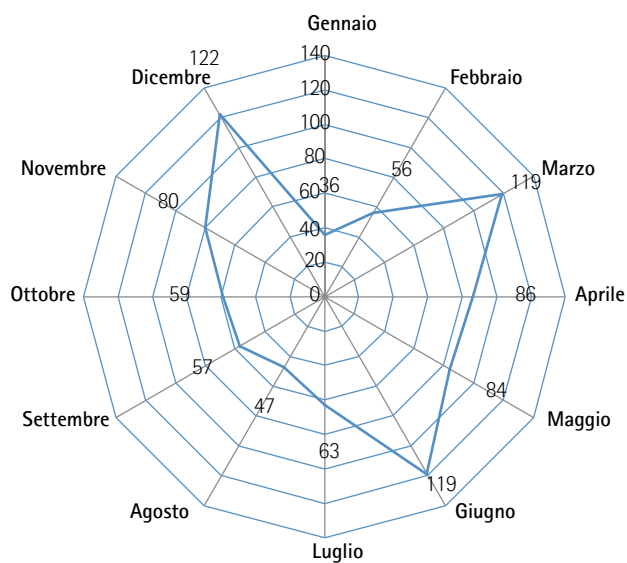
La figura 11.1 mostra l'andamento mensile della produzione provvedimento, per una media di quasi 80 provvedimenti al mese approvati, ed evidenzia che nei mesi di marzo, giugno e dicembre si sono registrati punte attorno a 120 atti.

Come si può vedere dalla figura 11.2 le categorie più consistenti sono state: "regolazione" con 459 atti (50% del totale); "enforcement", con 245 atti (26% del totale), "procedimenti sanzionatori",

con 86 atti (9% del totale). Hanno poi seguito nell'ordine le categorie "amministrazione", "istituzionale", "contenzioso e arbitrati" e "ricerca di sistema".

L'analisi dei dati riportati nella tavola 11.2, che pone a confronto il 2017 con il 2016, attesta un incremento rilevante degli atti di *enforcement* e conferma la prevalenza degli atti di natura regolatoria (50% circa del totale, in leggero aumento), tra cui si annoverano sia atti di regolazione innovativa generale, sia di manutenzione e aggiornamento.

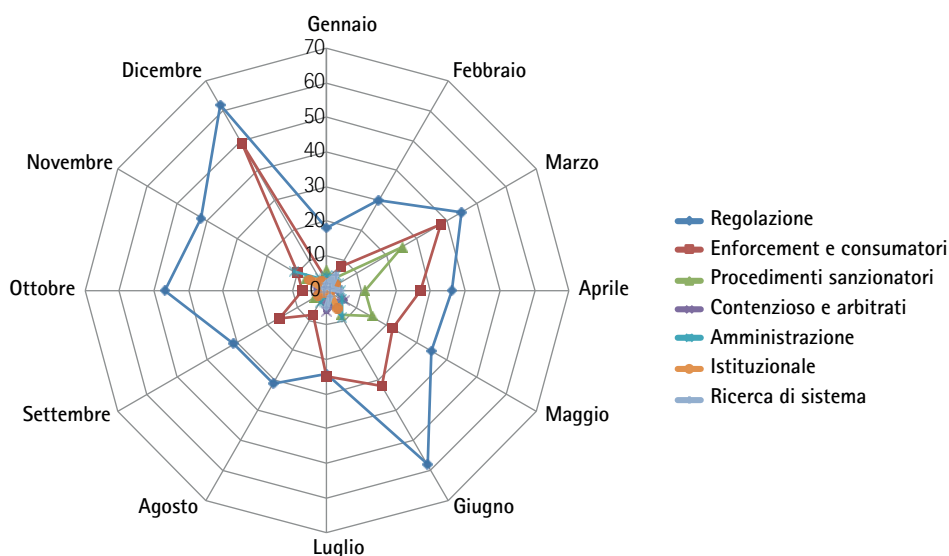
Si registra una contrazione generalizzata per diverse tipologie di atti fra il 9% e il 17%, quali i procedimenti sanzionatori (si veda *infra*), le attività di segnalazione, il contenzioso e arbitrati, gli atti di amministrazione interna. Nel seguito alcuni elementi di dettaglio.



Fonte: ARERA.

**FIG. 11.1**

Andamento mensile della produzione provvedimentale 2017



Fonte: ARERA.

**FIG. 11.2**

Categorie della produzione provvedimentale 2017

TIPOLOGIA	2016		2017	
Regolazione	449	54,6	459	49,5
Enforcement e consumatori	104	12,6	245	26,4
Procedimenti sanzionatori	97	11,8	86	9,3
Istituzionale	33	4,0	30	3,2
Contenzioso e Arbitrati	41	5,0	34	3,7
Amministrazione	60	7,3	52	5,6
Ricerca di sistema	39	4,7	22	2,4
<b>TOTALE</b>	<b>823</b>	<b>100,0</b>	<b>928</b>	<b>100,0</b>

Fonte: ARERA.

**TAV. 11.2**

Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2016 e 2017

Per quanto riguarda l'attività di regolazione ad alto profilo innovativo, si evidenziano:

- per il settore elettrico, la riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per clienti non domestici nel mercato elettrico; la riforma del mercato per il servizio di dispacciamento con apertura alla domanda e ad unità di aggregazione virtuale; l'utilizzo del SII per la messa a disposizione dei dati di misura; l'introduzione dell'accesso dei clienti finali ai propri dati storici di prelievo di energia elettrica e rilascio digitale dell'impronta energetica (*energy footprint*); la nuova regolazione incentivante *output-based* per il servizio di trasmissione e dispacciamento e le regole per favorire l'incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione;
- per il settore del gas naturale, le nuove disposizioni in materia di utilizzo flessibile della capacità di trasporto conferita per periodi pluriennali; la semplificazione del *settlement* gas; l'incentivazione a Snam Rete Gas per la gestione efficiente del bilanciamento a partire dall'1 ottobre 2017 e la finalizzazione del mercato italiano della capacità;
- per il mercato al dettaglio elettrico e del gas naturale, le innovative offerte PLACET a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela per la capacitazione dei clienti finali domestici e delle piccole imprese.
- per il servizio idrico integrato, la definizione di criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici; la revisione dei corrispettivi della tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura; l'evoluzione della regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato; le direttive per l'adozione di procedure per il contenimento della morosità; la regolazione del bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati. Per quanto riguarda la tutela degli utenti, si registra l'introduzione di un nuovo sistema di tutele specifiche basata sulla trattazione dei reclami e sulla risoluzione extragiudiziale delle controversie.
- in materia di telecalore, i provvedimenti che hanno dato avvio alla effettiva regolazione del settore, fra quali quelli riguardanti le disposizioni in materia di contributi di allacciamento, le modalità per l'esercizio del diritto di recesso nel servizio, la regolazione della qualità contrattuale del servizio.

I provvedimenti riconducibili all'area *enforcement* sono più che raddoppiati nel 2017 (+136%) arrivando a 245 atti, accentuando l'andamento già significativamente in crescita dei tre anni precedenti. In particolare, sono stati adottati 106 atti nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 342/2016/E/eel a ristoro dei consumatori, a seguito di strategie di programmazione non diligenti da parte degli operatori di mercato nell'ambito del servizio di dispacciamento. I provvedimenti adottati dall'Autorità nell'esercizio della funzione sanzionatoria, possono apparire in leggera diminuzione (-11%). Ma non è così, perché a seguito di una modifica organizzativa e del Regolamento sanzioni, entrata in vigore a giugno 2017, gli atti di avvio dei procedimenti sanzionatori vengono ora disposti con determina degli Uffici e non più con provvedimento del Collegio. Considerato tale aspetto, il numero totale dei provvedimenti nell'ambito dell'attività sanzionatoria risulta essere pari a 196 e, pertanto, è raddoppiato rispetto all'anno precedente. Nell'ambito dello svolgimento di tale funzione, si segnala, inoltre che, per il 2017, su 15 procedimenti suscettibili di chiusura con procedura semplificata, ben 12 procedimenti sono andati a buon fine.

Per quanto riguarda gli atti riconducibili all'area del contenzioso, l'andamento risulta in diminuzione del 17% con 34 atti, considerando che, di questi, 25 provvedimenti dispongono la trasposizione in sede giurisdizionale di ricorsi proposti avanti il Presidente della Repubblica.

L'Autorità, per quanto di competenza, ha continuato a curare gli aspetti legati agli eventi sismici che hanno colpito l'Italia centrale il 24 agosto e il 26 ottobre 2016, aggiornando una serie di provvedimenti relativi ai servizi elettrico, gas e idrico, con misure straordinarie e urgenti e con disposizioni in materia di agevolazioni tariffarie e rateizzazione dei pagamenti per le popolazioni colpite.

Nell'ambito delle attività di segnalazione e collaborazione istituzionale verso Parlamento e Governo sono stati adottati 30 atti fra pareri, segnalazioni, memorie e relazioni.

L'attività in materia di ricerca di sistema ha visto un consistente decremento rispetto al 2016, anno nel quale si era verificato un picco di provvedimenti legato alla fase di avvio dei progetti di ricerca ammessi al finanziamento con decreto Ministero per lo sviluppo economico del 21 aprile 2016, riallineandosi con l'andamento gli anni precedenti.

---

# Comunicazione

---

## Comunicazione mass media

---

La completa e trasparente comunicazione dell'attività di regolazione rientra fra i compiti che la legge istitutiva n. 481 del 14 novembre 1995 attribuisce all'Autorità, con particolare riferimento all'importanza di "pubblicizzare e diffondere la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi" per "garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi o finali".

In tal senso l'attività dell'Ufficio Speciale Rapporti con Stampa e Mass Media si è strutturata secondo questa specifica previsione, all'insegna della trasparenza e della completezza, con l'obiettivo di un'informazione di servizio rivolta al grande pubblico, per consentire ai clienti finali di conoscere l'azione dell'Autorità e i diritti e le tutele previsti dalla regolazione a loro favore. L'Ufficio ha quindi svolto la sua azione sviluppando le sue principali competenze per:

- gestire i rapporti con le testate degli organi di informazione di massa (incluse radio e televisione) e le agenzie di stampa a larga diffusione, curando un'informazione chiara, trasparente e coerente con le posizioni assunte dall'Autorità, valorizzando l'immagine dell'Autorità presso il grande pubblico, assistendo a tal fine il Presidente e i Componenti del Collegio;
- selezionare e veicolare, sulla base degli indirizzi dell'Autorità, il flusso delle informazioni provenienti dall'interno verso gli organi di informazione;
- curare, con il supporto dei Dipartimenti e delle Direzioni, la predisposizione di comunicati dell'Autorità, ovvero l'organizzazione di conferenze stampa e/o interviste dell'Autorità su organi a larga diffusione e seguire i rapporti con i soggetti istituzionali a tal fine preposti;
- curare la rassegna stampa;
- proporre e sviluppare campagne, anche multimediali, al grande pubblico e curare a tal fine (raccordandosi con la Direzione Relazioni esterne, DREI) i rapporti con le agenzie, i concessionari e i soggetti istituzionali competenti;
- monitorare l'immagine dell'Autorità percepita sui mezzi di comunicazione di massa e rendere disponibili all'Autorità analisi e ricerche, oltre a specifici rapporti di media analysis, anche sui social network, per monitorare e valutare la comunicazione al largo pubblico dell'Istituzione.

Considerando i limiti di bilancio imposti dai diversi provvedimenti di contenimento di spesa degli ultimi anni, le attività di comunicazione sono state improntate alla selettività e a un'attenta valutazione dei costi/benefici, con la volontà di raggiungere al meglio i diversi segmenti di pubblico, anche sviluppando progetti specifici utili ad ampliare la diffusione dei messaggi dell'Autorità e della sua azione, pure in collaborazione con altre istituzioni.

Sul fronte della selezione delle informazioni verso l'interno della Struttura, quotidianamente sull'Intranet dell'Autorità, per quanto di competenza, vengono pubblicate le rassegne stampa e audio-video riguardanti i temi di interesse dell'Autorità e, in una sezione dedicata, gli articoli più importanti, le interviste del Collegio sulla stampa nazionale e locale, nonché rilasciate alle principali emittenti radiotelevisive. Viene inoltre pubblicato due volte al giorno, e diffuso via mail, il servizio di 'aggiornamento notizie', con una selezione degli articoli e notizie di maggiore interesse estratti anche da agenzie di stampa, blog, siti e Twitter.

Pur nella consapevolezza dell'importanza dei nuovi ed emergenti canali di comunicazione, per far conoscere l'Autorità e la sua azione al grande pubblico, il mezzo televisivo è ancora ritenuto essenziale e decisivo. Per questo anche del 2017, dopo il triennio precedente, è proseguita la convenzione con il Servizio pubblico radiotelevisivo-Rai, attuando nell'ultimo trimestre un piano di comunicazione con cinque interventi in programmi radiotelevisivi di alto ascolto e trasversali per target di pubblico. Per il 2018 è in programma il rinnovo della collaborazione.

Numerose altre partecipazioni televisive sono state promosse grazie alla collaborazione giornalistica con le redazioni di diversi programmi radiotelevisivi (Uno mattina, Mi manda Rai 3, Speciale Tg1, Fuori Tg del Tg3, ecc). Nel corso d'anno sono poi stati dedicati particolari momenti di approfondimento alle riforme maggiori sviluppate dall'Autorità, con focus sugli interventi di più diretto impatto per i consumatori: in particolare il rafforzamento del sistema dei reclami e la conciliazione obbligatoria, le novità in tema di offerte standard con la neonata PLACET, la Tutela SIMILE, la riforma delle tariffe elettriche, le agevolazioni e le nuove "misure" della potenza del contatore, ecc.

Nell'ultima parte del 2017, inoltre, è stata effettuata una campagna di comunicazione istituzionale con l'obiettivo di informare il pubblico sul Servizio conciliazione clienti energia dell'Autorità,



una tutela per i consumatori di luce e gas (e in futuro anche per il sistema idrico) in caso di controversie con gli operatori non risolte con il reclamo presso l'operatore, e cui per legge bisogna accedere per poi eventualmente potersi rivolgere alla giustizia ordinaria.

Con l'ausilio di un'agenzia di comunicazione selezionata con gara pubblica, secondo la normativa vigente, è stato realizzato uno spot video da 30", con declinazioni anche radio, web e stampa, per una campagna rivolta al target primario dei consumatori domestici. Tutto ciò mantenendo l'opportuna coerenza con l'azione di comunicazione dell'Autorità nel suo complesso e nel rispetto della legislazione specifica per la pubblica amministrazione. La campagna è stata diffusa nel mese di dicembre sia avvalendosi degli spazi Rai gratuiti resi disponibili dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri, sia con l'agenzia di comunicazione che, una volta predisposto un media planning, ha acquistato spazi su radio e tv, nazionali e locali (circa 500 passaggi su emittenti nazionali e locali complementari ai canali RAI), sulla stampa quotidiana e periodica (16 uscite), in conformità con quanto stabilito dal decreto legislativo 31 luglio 2005 n. 177 all'art. 41 e dalla direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri del 28 settembre 2009. Per quanto riguarda invece il web è stato previsto un *follow up* della campagna nel 2018 basato sul *search engine marketing*.

### L'analisi stampa

La media analysis stampa 2017 (gli articoli pubblicati sulla stampa 'cartacea' nel periodo gennaio - dicembre 2017) si è basata sui 3.222 articoli dove è stata citata l'Autorità, un totale in contrazione del 20% circa rispetto al 2016. Nonostante la riduzione degli articoli, i contatti valutati con *sentiment* positivo sono saliti al 59,5% (+1% rispetto al 2016), mentre quelli neutri sono scesi al 6% (-17,5%), con il *sentiment* non negativo complessivo (positivi più neutri) al 65,5%. Si è mantenuta stabile la *readership* complessiva, per oltre 900 milioni di contatti, poco meno del miliardo di contatti registrati nel 2016. Con riferimento alla *readership*, circa la metà (47%) è stata rilevata da testate regionali locali e a distribuzione gratuita (*free press*), in lieve flessione rispetto al 2016, il 41% da quotidiani nazionali (in calo del 3%), mentre l'8% è da attribuire ai periodici e circa il 4% alla stampa specializzata e di settore.

Per quanto riguarda i settori di interesse dell'Autorità, l'attenzione dei giornalisti della carta stampata si è divisa tra energia elettrica, di cui si parla nel 70% degli articoli, idrico con il 15%, gas (10,5%)

e ambiente (1,5%). Tra gli argomenti con maggiore visibilità, sono risultati nettamente prevalenti quelli legati al mercato, che hanno pesato circa due terzi (66%) e sono risultati in crescita rispetto al 2016; le tematiche legate a prezzi/tariffe sono scese al 31%, e quelle riguardanti i diritti dei consumatori hanno pesato per il 3%. Tra gli strumenti per il consumatore il più trattato è la Tutela Simile, con a seguire bonus acqua, bonus elettrico e bonus gas. Buona rilevanza anche per quanto riguarda il Trova offerte.

Nel 2017, in termini quantitativi (numero di articoli), è la presenza sulla stampa tecnica e di settore a registrare il maggior spazio all'Autorità (1.324 articoli nel 2017, in linea con il 2016 quando erano 1.356). A seguire è la stampa regionale, locale e la free press (1.266 articoli, in calo rispetto ai 1869 del 2016). Gli articoli della stampa nazionale registrati sono stati 497, contro i 600 circa del 2016, mentre gli articoli su periodici sono risultati 76 e 59 da altre fonti.

### L'analisi televisione e radio

La media analysis radio-tv per l'anno 2017 evidenzia una sostanziale stabilità rispetto al 2016 per quanto riguarda la presenza dell'Autorità sui canali radio e televisivi. Sono infatti 227 i 'clip-interventi' in cui è stata citata direttamente l'Autorità (241 durante il 2016), ben 154 dei quali televisivi. Per quanto riguarda il *sentiment*, cioè la percezione dell'intervento, il 57% delle citazioni TV è risultato positivo, dato in contrazione rispetto al 2016.

Nell'insieme, gli ascoltatori raggiunti attraverso gli spazi televisivi (coverage complessiva) sono stati poco meno di 120 milioni, poco sotto il livello del 2016 (155 milioni), tornando sui numeri rilevati nel 2015.

La media analysis conferma il maggior spazio dato all'Autorità sulle reti del servizio pubblico RAI (il 65% del totale) rispetto alle altre reti private, con la prevalenza di RaiTre (25%) e Rai Uno (23,5%), subito seguite da LA7 (14%), e Canale 5 (11%). Per quanto riguarda la radio sono Rai-Radio Uno e Radio 24 ad aver citato più spesso l'Autorità. Guardando alla tipologia degli spazi in cui viene citata, l'Autorità in TV risulta presente soprattutto nei telegiornali (63% delle citazioni totali), seguita dai "contenitori" (28%) e dalle rubriche (8%); anche in radio i servizi dei notiziari (73%) prevalgono sulle rubriche (27%). L'analisi delle tematiche più trattate evidenzia come gli argomenti legati a prezzi e tariffe risultino i più ascoltati: il maggior numero di citazioni (esplicitando l'analisi alle diverse parole chiave dei 3 settori, energia elettrica, gas e acqua e nel secondo semestre anche il

settore ambiente) ha riguardato proprio questa categoria, coprendo circa la metà di tutti gli argomenti in televisione. Stessa situazione si è verificata per gli spazi radio. All'interno dei temi consumer, i più 'visti' in tv sono stati gli spazi dedicati a bonus Elettrico, Servizio conciliazione e Tutela SIMILE.

Nell'ambito della convenzione tra la RAI e l'Autorità, nell'ultima parte del 2017 si è sviluppato il previsto piano di comunicazione, basato sulla realizzazione di 5 specifici spazi di approfondimento sulle tematiche legate all'attività dell'Autorità, all'interno di trasmissioni radiotelevisive di grande ascolto e con tipologie di pubblico diversificate. A tal fine a livello televisivo erano stati selezionati Uno Mattina, lo storico programma di Rai Uno del mattino (in onda dal lunedì al venerdì dalle 6.10 alle 12.00) e Geo, il programma di approfondimento scientifico-naturalistico e di attualità di Rai Tre (in onda dal lunedì al venerdì dalle 15.50 alle 19.00 circa). I dati di ascolto per ciascun intervento sono stati intorno al milione di spettatori per le fasce mattutine di Uno Mattina, e intorno al milione e mezzo di spettatori per Geo. Il piano di comunicazione era stato strutturato sugli obiettivi individuati dal Piano Strategico dell'Autorità, nell'ambito delle azioni per informare il consumatore, renderlo capacitato e più consapevole, in maniera il più possibile coinvolgente e mirata. I temi principali sono stati il servizio Conciliazione dell'Autorità, le offerte PLACET e la Tutela SIMILE. La scelta di comunicazione è stata di divulgare gli argomenti al grande pubblico in pochi minuti, attraverso la partecipazione in studio di un rappresentante dell'Autorità, interagendo con il conduttore ed utilizzando un linguaggio semplice, supportato anche da grafiche e schede.

### Comunicazione tecnica

Il processo di comunicazione tra l'Autorità e gli *stakeholder* richiede coordinamento e tempestività, in considerazione dell'elevata complessità tecnica delle questioni trattate e degli interessi coinvolti. A tal fine, l'attività di divulgazione tecnica si avvale in modo sistematico del supporto delle c.d. "schede tecniche", documenti redatti dagli stessi Uffici dell'Autorità, che utilizzano un linguaggio semplificato ma rigoroso, tale da permettere la corretta comprensione dei provvedimenti, spesso caratterizzati da elevati tecnicismi, anche da parte di un pubblico non specializzato.

Le schede tecniche risultano essere utilizzate anche dai giornalisti della stampa di settore, che a sua volta è in continuo e stretto

contatto con tutti gli *stakeholder*. Esse svolgono così una positiva funzione d'indirizzo sull'intera comunicazione dell'Autorità, in quanto contribuiscono in modo efficace ad una più ampia e tempestiva comprensione dei provvedimenti.

I contenuti delle schede tecniche riguardano soprattutto la regolazione energetica e ambientale, nonché quella di *enforcement*; non vengono redatte per i provvedimenti relativi ai procedimenti individuali, agli atti amministrativi con rilievo interno all'Autorità, agli atti consultivi nei confronti del Parlamento e del Governo.

Nel 2017, le schede tecniche pubblicate sono state 113. Si tratta del numero più alto da quando sono state adottate quattro anni fa; rispetto al 2016, il numero delle schede è cresciuto del 12%. Gli argomenti più trattati sono stati l'energia elettrica (36 schede), il gas (31), l'idrico (17) e l'*enforcement* (17); alcune hanno riguardato anche il settore del telecalore e dell'efficienza energetica.

Delle 113 schede pubblicate, ne sono state selezionate 14 di interesse per gli *stakeholder* internazionali, per essere tradotte in inglese e pubblicate nell'apposita sezione del sito internet dell'Autorità, unitamente ad alcuni comunicati stampa e ad altri provvedimenti. Nel 2018, al 31 marzo, le schede tecniche redatte sono state 18 e hanno riguardato prevalentemente il settore dell'energia elettrica (6); le altre hanno riguardato il gas (2), il settore idrico (2) e altri temi riguardanti l'efficienza energetica e il telecalore.

### Comunicazione sul web

Il sito dell'Autorità registra più di 3 milioni di accessi all'anno, corrispondenti a circa 1.500.000 utenti unici (dati Google Analytics); di questi, più della metà sono visitatori che accedono al sito con una frequenza anche quotidiana. La gran parte del traffico del sito proviene da ricerche effettuate su Google. Le sezioni del sito più visitate risultano quelle dedicate ai provvedimenti dell'Autorità e quelle che permettono la ricerca degli operatori dei settori regolati su base territoriale o per ragione sociale.

Quasi il 20% del totale degli utenti ha visitato la sezione dedicata all'Atlante dei diritti del consumatore di energia, che fornisce risposte ai consumatori e agli utenti dei settori dell'energia elettrica e del gas e, dal 2017, anche dell'acqua.

Per quanto riguarda la sezione dedicata alla *Bolletta 2.0*, pubblicata dall'inizio del 2016, la maggior parte delle 160.000

visite (sessioni) ha riguardato le sezioni riferite alle voci di spesa per la fornitura di energia elettrica, mentre una percentuale minore si è rivolta alle sezioni dedicate alla fornitura del gas naturale.

Il sito è aggiornato quotidianamente; nel corso del 2017 sono stati pubblicati: 873 delibere, 52 documenti per la consultazione, 113 schede tecniche, 273 determine, 84 comunicati per gli operatori, 24 comunicati e note stampa, oltre al materiale relativo a più di cinque eventi e dieci incontri tenuti dall'Autorità, otto avvisi di interesse per collaborazioni e 76 procedure di affidamento. Sono state, infine, aggiornate numerose pagine web dell'Atlante dei diritti del consumatore di energia e del massimario dei reclami operatori.

Nel corso del 2017 è stata pubblicata una nuova sezione dedicata all'evoluzione dei mercati al dettaglio, in previsione della fine della tutela di prezzo nei settori elettrico e gas (1 luglio 2019), in cui sono stati illustrati i principali obblighi posti in capo ai venditori di energia elettrica e di gas naturale, al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità, dalla legge n. 124/2017, allo scopo di migliorare la comprensione e la partecipazione dei clienti finali al mercato libero.

Periodicamente è stata inviata una *newsletter* di aggiornamento delle pubblicazioni effettuate sul sito a una mailing list, che comprende più di 10.000 utenti. Il canale informativo più immediato e puntuale sugli aggiornamenti del sito è l'account ufficiale di Twitter, anch'esso modificato in @ARERA\_it, seguito da 9.410 *follower*.

Nel 2017 sono stati inviati, in media, 85 *tweet* al mese, che hanno ottenuto circa 45.000 visualizzazioni al mese, con un tasso di interazione medio (*click, retweet, like* ecc.) pari al 2%.

Sempre nel 2017 sono state pubblicate, sulla piattaforma Slideshare, dieci presentazioni divulgative, tra le quali la più vista risulta quella relativa al bonus sociale con 138.000 visualizzazioni.

Con l'approvazione della legge 27 dicembre 2017, n. 205, che ha modificato la denominazione dell'Autorità in Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (in sigla ARERA), è stato riformato il dominio del sito e sono state conseguentemente aggiornate tutte le pagine web.

---

## Eventi e seminari

---

Gli eventi sono considerati validi strumenti di ausilio alla diffusione della conoscenza delle funzioni e dei compiti istituzionali dell'Autorità e alla divulgazione delle tematiche di maggiore rilievo.

Oltre alla cura dei tradizionali appuntamenti, come la cerimonia di presentazione della *Relazione Annuale*, le audizioni periodiche e i seminari per il personale della stessa Autorità, anche nel corso del 2018, sono state realizzate alcune iniziative dedicate a coloro che operano nei settori regolati. Tra queste, si evidenziano:

- il "Forum della regolazione dell'energia elettrica" (Firenze, 17- 18 maggio 2017), giunto alla sua XXXII edizione e organizzato dalla Commissione europea con il supporto dell'Autorità;
- il "Convegno Offerta Placet" (Roma, 31 maggio 2017), iniziativa per favorire un confronto e un dibattito a porte aperte, coinvolgendo i consumatori e gli operatori, sul tema della definizione delle offerte nel mercato libero *retail*, anche con riferimento a quanto previsto dalla legge n. 124/2017, e al documento per la consultazione 30 marzo 2017, 204/2017/R/COM, recante *Offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela e condizioni minime per il mercato libero*;
- il seminario "Approccio *totex* nel settore elettrico" (Milano, 15 novembre 2017), inserito nel processo di consultazione relativo al documento per la consultazione 12 ottobre 2017, 683/2017/R/eel, sull'applicazione di schemi di regolazione incentivante fondati sul controllo complessivo della spesa (cd. approccio *totex*), in relazione ai servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico. Nel corso del seminario è stata dedicata una specifica sessione alla presentazione del report *Overview of RIIO Framework* redatto per l'Autorità da Poyry Management Consulting Ltd;
- il seminario "Bilanciamento elettrico e progetto TERRE" (Milano, 18 gennaio 2018), organizzato nell'ambito del processo di implementazione del regolamento (EU) 2195/2017 sul bilanciamento elettrico, per illustrare i principali contenuti del documento e l'evoluzione attesa del contesto nazionale. Nel corso dei lavori è stato presentato, in particolare, il progetto pilota *Trans-European Replacement Reserves Exchange* (TERRE) per lo scambio transfrontaliero di energia elettrica di bilanciamento tra TSO;
- il seminario "La recente evoluzione della regolazione del servizio idrico integrato" (Milano, 24 gennaio 2018), per illustrare le

regole, le principali modalità applicative e i criteri definiti dalle delibere 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr (sulla qualità tecnica del servizio idrico integrato) e 918/2017/R/idr (in tema di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie), 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr (recante il testo integrato per i corrispettivi dei servizi idrici) e 21 dicembre 2017, 897/2017/R/idr (sul bonus sociale idrico). L'iniziativa si inquadra nell'ambito dei provvedimenti adottati dall'Autorità per rafforzare la stabilità e la coerenza dell'architettura regolatoria dei sistemi idrici, a fianco dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per il biennio 2018-2019;

- Il seminario "Metodologia di valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas, analisi costi-benefici" (Milano, 21 marzo 2018), iniziativa inserita nell'ambito della consultazione sui Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas. Aperto a tutti gli *stakeholder* del sistema gas (consumatori e operatori), il seminario ha affrontato la tematica delle metodologie di valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e di analisi costi-benefici, con la presentazione di *best practice* nazionali e internazionali, al fine di stimolare la discussione inerente alla definizione, da parte dell'Autorità, di Linee guida da applicare a livello nazionale.

---

## Biblioteca

---

La biblioteca dell'Autorità dispone di una significativa dotazione di volumi, periodici, banche dati, posti a disposizione di tutto il personale interno.

Nel corso del 2017 è stata incrementata la documentazione in formato elettronico (piattaforme on line, e-book), per ottenere non solo risparmi di costi, ma una maggiore fruibilità dei contenuti.

Nel corso dell'anno, sono stati organizzati incontri formativi per i dipendenti, finalizzati a creare le condizioni di migliore utilizzo delle banche dati economiche, statistiche e giuridiche.

Il catalogo della biblioteca consta attualmente di circa 4.800 titoli, comprensivi di monografie, periodici e letteratura varia. Sono inoltre consultabili circa 95 riviste cartacee e on line a carattere giuridico-economico, attinenti ai settori di interesse dell'Autorità.

La biblioteca è collegata al circuito ESSPER, che offre un servizio di *document delivery* e consente di migliorare la consultazione del patrimonio documentario, con una banca dati di spoglio di periodici che comprende oltre 850 titoli italiani.

---

# Organizzazione

---

Con il 1 febbraio 2017 è entrato in vigore il nuovo modello organizzativo dell'Autorità, a seguito di un processo avviato con la delibera 4 marzo 2016, 78/2016/A e concluso con la delibera del 29 novembre 2016, 695/2016/A. La riorganizzazione si è resa necessaria per il perseguimento di due principali obiettivi:

- conferire maggiore flessibilità all'intera struttura, al fine di garantire un più alto grado di efficienza ed efficacia nell'azione di regolazione e di controllo dei mercati regolati;
- migliorare lo svolgimento delle funzioni in tema ambientale (servizi idrici, teleriscaldamento/ teleraffrescamento) tenendo altresì conto dell'ipotesi di attribuzione delle

competenze in materia di ciclo dei rifiuti, urbani ed assimilati (attribuzione poi avvenuta con l'art. 1, commi da 527 a 530, della legge n. 205/17, che tra l'altro, ha previsto la nuova denominazione di "Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente" - ARERA).

Pertanto l'Autorità, nel corso del 2017, si è articolata in Macrostruttura e Microstruttura.

La Macrostruttura si compone di Segretariato generale, Divisione energia, Area ambiente e, all'interno di queste, di Direzioni e Uffici speciali.

La Microstruttura è il complesso delle Unità in cui sono suddivise le Direzioni nonché degli uffici che rispondono direttamente al Segretariato generale e al Direttore di divisione.

Accanto alle strutture permanenti per l'esercizio di attività e funzioni di carattere istituzionale o continuativo, sono previste strutture organizzative temporanee che sono collegate alla realizzazione di programmi o progetti temporanei o che

svolgono, per periodi di tempo determinati, funzioni di raccordo fra più strutture.

Sempre in data 1 febbraio 2017 sono entrati in carica i responsabili della Macrostruttura, nominati con la delibera 14 novembre 2016, 658/2016/A, e i responsabili della Microstruttura, nominati con delibera 31 gennaio 2017, 36/2017/A. A seguire, il Direttore della Direzione affari generali e risorse ha proceduto con proprie determinazioni all'assegnazione del personale nelle unità organizzative.

## Risorse umane e sviluppo del personale

L'Autorità persegue politiche di valorizzazione del personale, funzionali all'obiettivo prioritario di consentire l'adempimento efficiente ed efficace delle funzioni attribuite dal legislatore. Pertanto, nel corso del 2017, l'Autorità ha intensificato la propria azione nel campo delle risorse umane in relazione ai diversi aspetti del reclutamento, della formazione e della gestione delle medesime.

Sul fronte della selezione e dell'acquisizione delle risorse, è proseguita l'attività amministrativa di gestione delle procedure selettive bandite negli anni precedenti e ne sono state avviate di nuove nel corso dell'anno di riferimento, anche al fine di supportare il nuovo assetto organizzativo (si veda in proposito il paragrafo precedente). Riguardo alla gestione delle selezioni bandite negli anni precedenti, è stata ultimata una procedura selettiva avviata nel 2015 afferente il profilo di dirigente, con l'approvazione della relativa graduatoria e il reclutamento del vincitore. Inoltre, in relazione all'esigenza di reclutare risorse per far fronte ai nuovi assetti organizzativi, sono state portate a conclusione le selezioni pubbliche bandite negli ultimi mesi dell'anno 2016. Si tratta di tre selezioni complessive di cui una per il profilo di operativo, una per otto posizioni funzionali e una per una posizione dirigenziale. Tali procedure di reclutamento si sono svolte nel rispetto di quanto previsto dall'art. 22, "Razionalizzazione delle Autorità indipendenti", del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, convertito con modificazioni dalla legge 14 agosto, n. 114, comma

4, e della convenzione stipulata con le altre attività amministrative indipendenti per la gestione unitaria delle procedure concorsuali per il reclutamento del personale.

Sempre riguardo al tema del reclutamento del personale, tenuto conto delle sopravvenute esigenze organizzative e in coerenza con i principi di buon andamento, economicità, efficienza ed efficacia dell'azione amministrativa, è stato utilizzato anche l'istituto dello scorrimento delle graduatorie dei concorsi e delle selezioni pubbliche ancora in corso di validità.

In tema di formazione, nel corso del 2017, si sono svolti workshop e seminari interni monotematici, finalizzati alla discussione e all'approfondimento di argomenti di particolare rilevanza e interesse dell'Autorità. Il personale è anche stato coinvolto, beneficiandone, nei seminari pubblici rivolti agli operatori di settore e alle associazioni dei consumatori su tematiche istituzionali, e nelle giornate di studio - rivolte a tutti coloro che, a diverso titolo, operano nel settore dell'energia - su questioni inerenti al diritto dell'energia.

Nel corso dell'anno è proseguita anche la collaborazione con le università per la realizzazione di attività di comune interesse legate alla didattica, alla formazione, alla ricerca e allo sviluppo nei settori dell'energia elettrica, del gas e dell'acqua, nonché del teleriscaldamento e del teleraffrescamento. Le convenzioni in essere sono attualmente 13. Nell'ambito di questa proficua

collaborazione, al 31 dicembre 2017 erano attivi otto assegni di ricerca e tre stage.

In merito ai processi periodici di valutazione del personale, si è proceduto al processo valutativo dei risultati conseguiti e dei comportamenti organizzativi posti in essere nell'anno 2016, rinviando ai primi mesi del 2018 la conclusione di detto processo, con la formalizzazione di eventuali ricorsi avverso le valutazioni ottenute e la conseguente pronuncia del Collegio sugli stessi.

È proseguito il confronto con le Organizzazioni sindacali nel tentativo condiviso di dettare una complessiva riforma del trattamento giuridico ed economico del personale dipendente dell'Autorità con specifico, ma non esaustivo, riferimento alla struttura delle carriere, ai meccanismi di progressione e promozione, ai criteri e modalità di assegnazione delle posizioni di responsabilità e di rotazione degli incarichi anche in adempimento della normativa anticorruzione. Tale riflessione – pur senza sfociare nella complessiva riforma voluta – ha comunque condotto le parti alla stipula di un primo accordo di conciliazione recepito con delibera dell'Autorità 16 giugno 2017, 441/2017/A.

Il confronto con le Organizzazioni sindacali ha altresì riguardato la disciplina del rapporto di lavoro a tempo determinato in Autorità e, in specie, la necessità di ricondurre alla stabilità detti rapporti di lavoro previsti per legge in una fase storica di avvio dell'Autorità. Il confronto è proseguito, anche in forma conflittuale, in tema di ridefinizione del trattamento accessorio del personale.

Nel 2017, in base a quanto stabilito nell'accordo quadro del 2015 in tema di personale, di orario di lavoro, di telelavoro, di part time e di mobilità esterna, nonché dall'accordo 2016 in tema di telelavoro, si è dato pieno sviluppo alla fruizione dell'istituto del telelavoro strutturato e diffuso, implementando così gli strumenti di flessibilità utili per la massimizzazione delle risorse e la conciliazione dei tempi di vita e lavoro.

Infine, sono state confermate le iniziative già in essere di supporto ai dipendenti e alle relative famiglie, quali il contributo economico per gli asilo nido e le scuole per l'infanzia, la convenzione per la cassa sanitaria, le facilitazioni per il trasporto pubblico.

### Compagine: analisi per età, qualifica e livelli retributivi

La pianta organica dell'Autorità, aggiornata con gli esiti delle procedure di reclutamento espletate e riferita al solo personale di ruolo, risulta, al 31 dicembre 2017 come raffigurato nella tavola 11.3.

Comprendendo anche il personale a tempo determinato, la dotazione organica, sempre con riferimento al 31 dicembre 2017, sale a 220 addetti, per poi salire di ulteriori 13 includendo le risorse provenienti da comandi e distacchi da altre Amministrazioni pubbliche (Tav. 1.14). A quei dati si dovrebbero poi aggiungere quelli riguardanti il personale dalla Guardia di Finanza aggregato nell'ambito di specifici Protocolli d'intesa.

Il personale dipendente ha un'età media di poco superiore ai 45 anni e possiede un elevato grado di qualificazione professionale, come attestato dalla circostanza per cui oltre l'85% dei dipendenti stessi è in possesso del diploma di laurea.

Le tabelle stipendiali sono state aggiornate al 1° gennaio 2017, in base agli aggiornamenti tabellari effettuati dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato. Nella tavola 11.5 viene riportata la retribuzione annua lorda, in migliaia di euro, con riferimento al livello base di ciascuna qualifica.

Ai sensi dell'art. 13 del decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, convertito con modificazioni dalla legge 23 giugno 2014, n. 89, l'Autorità applica, ai Componenti del Collegio e ai dirigenti apicali, a decorrere dall'1 maggio 2014, il limite massimo retributivo di 240.000 euro annui, al lordo dei contributi e degli oneri fiscali a carico del dipendente.

### TAV. 11.3

Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità  
Unità

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	20 <sup>(A)</sup>
Funzionari	97
Operativi	41
Esecutivi	2
<b>TOTALE</b>	<b>160</b>

(A) È considerato anche un Dirigente in posizione di "Fuori ruolo"

Fonte: ARERA.

**TAV. 11.4**

Composizione del personale al 31 dicembre 2017 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento

Unità

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
Dirigenti	20A	6	1
Funzionari	97	51	10
Operativi	41	3	1
Esecutivi	2B	0	1
<b>TOTALE</b>	160	60	13

(A) È considerato anche un dirigente in posizione di "fuori ruolo".

(B) Nel corso dell'anno 2017 è stato riassorbito il dipendente "Esecutivo" assunto in sovrannumero ex lege 68/1999.

Fonte: ARERA.

**TAV. 11.5**

Retribuzione annua lorda per carriera e grado al 31 dicembre 2017

	DIRIGENTI	FUNZIONARI	IMPIEGATI	ESECUTIVI			
Direttore Generale	205,41	Primo Funzionario	109,81	Impiegato	61,08	-	-
Direttore Centrale	180,17	Funzionario I	85,67	Coadiutore	51,42	Commesso capo	46,76
Direttore	144,17	Funzionario II	67,50	Aggiunto	40,26	Commesso	35,46
Direttore Aggiunto	129,22	Funzionario III	57,74	Applicato	36,12	-	-

Fonte: ARERA.

## Gestione economico-finanziaria

La gestione finanziaria dell'Autorità è stata caratterizzata, anche per l'esercizio 2017, dall'utilizzo di un sistema contabile integrato nel quale una contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio è collegata a una contabilità analitica ed economico-patrimoniale, che supporta la programmazione finanziaria e consente la gestione delle risorse assegnate ai centri di responsabilità (individuati nel Segretariato Generale, nella Divisione Energia, nelle Direzioni e negli Uffici speciali di diretta collaborazione del Collegio). Tale sistema contabile adottato dall'Autorità appare, tuttora, in linea con le disposizioni in materia di contabilità pubblica.

L'Autorità ha già provveduto all'adeguamento del proprio sistema contabile, utilizzando il nuovo piano dei conti integrato, coerentemente con le disposizioni applicative collegate all'armonizzazione dei sistemi contabili così come già previsto dalla Legge 31 dicembre 2009, n. 196 e dal successivo decreto legislativo 31 maggio 2011,

n. 91; tale attività proseguirà per successivi avanzamenti nei tempi che verranno di volta in volta legislativamente imposti.

La gestione contabile-amministrativa dell'Autorità pone, come base oramai consolidata, il processo di *budgeting*, iniziato già con l'esercizio 2005. L'esercizio finanziario trae così origine da un bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto dell'esercizio (Tav. 11.6), che rappresenta le risultanze della gestione del relativo esercizio, coincidente con l'anno solare.

I dati nella tavola consentono di evidenziare come l'Autorità si sia rigorosamente attenuta alle disposizioni in materia di riduzioni di spesa poste a carico di determinate Amministrazioni pubbliche e, in particolare: al decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, come convertito dalla legge 30 luglio 2010, n. 122; al decreto legge 6 luglio 2012, n. 95, come convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 135; al



**TAV. 11.6**

Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto  
Milioni di euro; esercizi finanziari

QUALIFICHE	2016	2017
<b>ENTRATE DELLA GESTIONE</b>	56,49	62,97
Contributo a carico dei soggetti regolati	54,27	60,79
Altre entrate	2,22	2,18
<b>SPESE DELLA GESTIONE</b>	(59,65)	(56,09)
Spese correnti	(48,95)	(48,81)
- Personale in servizio	21,27	22,91
- Contributi sociali a carico dell'ente	9,59	7,67
- Imposte tasse e proventi assimilati	1,89	2,01
- Acquisto di beni	0,06	0,09
- Acquisto di servizi	14,70	14,55
- Altre spese di funzionamento	1,44	1,58
Trasferimenti	(9,12)	(6,71)
- Trasferimenti ad altre Autorità ex legge n. 228/12	2,00	-
- Trasferimenti al Bilancio dello Stato	7,12	6,71
Spese in conto capitale	(1,57)	(0,57)
Variazione dei residui attivi	(0,06)	(0,21)
Variazione dei residui passivi	0,43	13,93
<b>AVANZO DELL'ESERCIZIO</b>	(2,78)	20,61

Fonte: ARERA.

decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, come convertito dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214; al decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, come convertito dalla legge 23 giugno 2014, n. 89; al decreto legge n. 90/14, come convertito dalla legge 14 agosto 2014, n. 114.

Nel corso dell'esercizio 2017, la somma versata al bilancio dello Stato è risultata pari a complessivi 6,71 milioni di euro. È da sottolineare come l'applicazione di dette disposizioni costituisca per l'Autorità un severo vincolo alla luce dei sempre maggiori e complessi compiti a essa affidati per legge.

Con riferimento alle entrate, si rammenta che l'Autorità non grava in alcun modo, diretto o indiretto, sul bilancio dello Stato, poiché ai suoi oneri di funzionamento si provvede mediante un contributo, versato dai soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica, del gas e del sistema idrico, che la legge istitutiva fissa nella misura massima dell'1 per mille dei ricavi.

In termini assoluti, il gettito derivante dal versamento del contributo, confrontato con l'esercizio precedente, ha subito un incremento di 6,52 milioni di euro rispetto all'anno precedente. L'incremento delle entrate a titolo di contributo muove dalla decisione dell'Autorità che, con delibera 1 giugno 2017 n. 384/2007/A, ha determinato

nuove aliquote contributive, in aumento rispetto agli anni passati, ma sempre nei limiti di legge. Nello specifico le aliquote per l'anno 2017 sono: 0,33 per mille dei ricavi dei soggetti regolati per il settore dell'energia elettrica e del gas, con un ulteriore contributo aggiuntivo pari allo 0,02 per mille dei ricavi dei soggetti che svolgono attività infrastrutturali a tariffa, e 0,27 per mille dei ricavi dei soggetti regolati per il settore idrico.

Con riferimento alle uscite, la principale voce si riferisce al trattamento economico del personale, peraltro risorsa centrale e imprescindibile dell'Autorità per l'espletamento del proprio mandato e delle proprie funzioni. Le uscite per il personale dipendente, per il periodo in riferimento, risultano pari a 22,91 milioni di euro.

Le indennità percepite dai Componenti del Collegio che, come quelle degli Organi di vertice di altre Autorità amministrative indipendenti, hanno carattere omnicomprensivo, sono determinate ai sensi dell'art. 23-ter del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 2011, dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 marzo 2012, e, da ultimo, dall'art. 13 del decreto legge n. 66/14, come convertito dalla legge n. 89/14.



Gli oneri previdenziali e assistenziali, gli accantonamenti per fine rapporto e altre imposte a carico dell'Autorità sostenuti per il personale e per i Componenti sono risultati pari a 9,68 milioni di euro.

Il ricorso a forme esterne di collaborazione è stato effettuato esclusivamente a fronte di effettive e specifiche esigenze - e all'interno dei vincoli di spesa previsti - come per esempio le esigenze correlate alla prima attuazione della regolazione del settore idrico e del settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento, cui non è stato possibile rispondere con l'utilizzo dell'attuale dotazione di personale di ruolo e a tempo determinato.

Sono stati, inoltre, affidati all'esterno, sulla base di procedure di gara aperta, alcune tipologie di servizi tipici di funzionamento (pulizie, vigilanza ecc.) e taluni servizi specifici funzionali all'ottimale svolgimento delle attività istituzionali (per esempio, la reingegnerizzazione dei sistemi informativi dell'Autorità).

Non trova più applicazione, dall'anno 2017, quanto disposto dall'art. 1, comma 523, della legge 24 dicembre 2012, n. 228, che a sua volta richiama l'art. 2, comma 241, della legge 23 dicembre 2009, n. 191 (si trattava del contributo versato da alcune Autorità amministrative indipendenti individuate dal legislatore a titolo di finanziamento straordinario a favore di altre Autorità amministrative indipendenti, altrettanto precisamente individuate).

Le spese in conto capitale (0,57 milioni di euro) sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, impianti, materiale bibliografico, all'interno dei vincoli di spesa previsti, e per la prima fase di ristrutturazione della nuova sede di Milano dell'Autorità (acquistata nel 2015 ai sensi dell'art. 22 del decreto legge n. 90/14).

Infine, l'Autorità non è proprietaria di alcun tipo di veicolo.



---

**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](mailto:info@arera.it)

Allea S.r.l.

---

*Impaginazione*

Pomilio Blumm S.r.l.

---





