

Doc.           CXLI  
n.               1

RELAZIONE  
SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ  
SVOLTA DALL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA  
ELETTRICA E IL GAS

(Aggiornata al 31 marzo 2013)

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

***Presentata dal Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas  
(BORTONI)***

Trasmessa alla Presidenza il 28 giugno 2013

**VOLUME II**

PAGINA BIANCA



## INDICE

Capitolo 1 – Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali ....	<i>Pag.</i>	9
Evoluzione della legislazione europea .....	»	10
Verso una nuova strategia energetica per l'Europa .....	»	11
Politiche europee per l'energia e l'ambiente al 2020 e al 2050 ...	»	16
Coordinamento internazionale .....	»	20
Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea .....	»	20
Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea .....	»	26
Evoluzione della legislazione italiana .....	»	32
Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni .....	»	36
Segnalazioni .....	»	36
Pareri e proposte al Governo .....	»	38
Audizioni presso il Parlamento .....	»	40
Rapporti con le altre istituzioni .....	»	44
Capitolo 2 – Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica .....	»	47
<i>Unbundling</i> .....	»	48
Attività di regolazione .....	»	48
Certificazione del gestore del sistema di trasmissione .....	»	49
Regolamentazione delle reti .....	»	50
Regolamentazione tecnica: servizio di dispacciamento .....	»	50
Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti .....	»	52
Regolamentazione tecnica: norme in materia di qualità dei servizi .....	»	57
Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti .....	»	60
Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere .....	»	71
Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari .....	»	73
Promozione della concorrenza e tutela dell'ambiente .....	»	74
Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati al dettaglio .....	»	74
Promozione della tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita .....	»	78

Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico .....	Pag.	84
Capitolo 3 – Regolamentazione nel settore del gas .....	»	89
<i>Unbundling</i> .....	»	90
Regolamentazione dell' <i>unbundling</i> .....	»	90
Certificazione dei gestori del sistema di trasmissione .....	»	90
Regolamentazione delle reti .....	»	91
Regolamentazione tecnica: servizi di bilanciamento .....	»	91
Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e norme in materia di qualità dei servizi .....	»	94
Regolamentazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione .....	»	99
Misure di salvaguardia del sistema gas .....	»	102
Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti .....	»	103
Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari .....	»	109
Promozione della concorrenza .....	»	110
Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza del mercato al dettaglio .....	»	110
Capitolo 4 – Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali .....	»	113
Tutela dei consumatori .....	»	114
Mercato elettrico .....	»	114
Mercato del gas .....	»	120
Mercato elettrico e del gas .....	»	128
Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori .	»	134
Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici .....	»	137
Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas .....	»	139
Valutazione dei reclami e risoluzione delle controversie dei consumatori .....	»	142
Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie .....	»	149
Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute .....	»	150
Conformità della regolazione a tutela dei consumatori con gli Allegati delle direttive del Terzo pacchetto energia .....	»	154
Efficienza energetica negli usi finali .....	»	156
Attività di regolazione .....	»	158
Attività di gestione .....	»	159

Capitolo 5 – Attività della regolamentazione, vigilanza e contenzioso .....	<i>Pag.</i>	165
Attività propedeutica alla regolamentazione .....	»	166
Attività di consultazione .....	»	166
Analisi di impatto della regolazione .....	»	169
Provvedimenti assunti .....	»	170
Misurazione degli oneri amministrativi .....	»	171
Risoluzione delle controversie dei soggetti regolati, conciliazioni e arbitrati .....	»	173
Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni .....	»	175
Indagini e misure imposte per la promozione della concorrenza .....	»	175
Indagini e istruttorie conoscitive di altra natura .....	»	176
Vigilanza e controllo .....	»	177
Attività di vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione della maggiorazione Ires .....	»	190
Procedimenti sanzionatori e prescrittivi .....	»	196
Contenzioso .....	»	200
Capitolo 6 – Regolamentazione e attività svolta nel settore idrico ....	»	207
Quadro normativo e rapporti istituzionali .....	»	208
Quadro normativo europeo .....	»	208
Quadro normativo nazionale .....	»	209
Relazioni istituzionali per i servizi idrici .....	»	213
Regolamentazione e tutela dell'utenza nel settore idrico .....	»	214
Regolazione tariffaria .....	»	216
Tutela del consumatore .....	»	218
Capitolo 7 – Organizzazione, comunicazione e risorse .....	»	221
Organizzazione e Piano strategico triennale .....	»	222
Comunicazione .....	»	224
Risorse umane e sviluppo del personale .....	»	227
Gestione economico-finanziaria .....	»	230

**INDICE DELLE TAVOLE**

Tav. 2.1 Dettaglio degli oneri A <sub>3</sub> .....	Pag.	67
Tav. 2.2 Progetti ammessi al trattamento incentivante .....	»	68
Tav. 2.3 Ripartizione delle risorse finanziarie del Piano triennale 2012-2014 della ricerca di sistema elettrico nazionale e del Piano operativo annuale 2012 (POA) .....	»	86
Tav. 2.4 Progetti realizzati o in corso di realizzazione nel 2012 e organismi di ricerca/società responsabili dei progetti .....	»	88
Tav. 3.1 Revisione degli obblighi di messa in servizio dei gruppi di misura teleletti/telegestiti previsti dalla delibera 575/2012/ R/gas .....	»	109
Tav. 4.1 Fornitori di ultima istanza individuati per l'anno termico 2012-2013 .....	»	126
Tav. 4.2 Incidenza, sul totale dei C <sup>MOR</sup> con esito positivo, dei C <sup>MOR</sup> applicati a clienti che hanno ripetutamente utilizzato lo <i>switching</i> al fine di evitare il pagamento delle fatture degli ultimi mesi di fornitura .....	»	132
Tav. 4.3 Chiamate pervenute al <i>call center</i> dello Sportello per il consumatore di energia .....	»	135
Tav. 4.4 Principali argomenti delle chiamate gestite con operatore dal <i>call center</i> dello Sportello per il consumatore di energia .....	»	135
Tav. 4.5 Standard generali di qualità dei <i>call center</i> .....	»	139
Tav. 4.6 Graduatorie della qualità dei <i>call center</i> delle aziende di vendita di energia elettrica e gas nel II semestre 2011 e nel I semestre 2012 .....	»	141
Tav. 4.7 Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2011, nel 2012 e nel I trimestre 2013 .....	»	144
Tav. 4.8 Argomenti delle comunicazioni relative al settore elet- trico ricevute dallo Sportello nel 2011, nel 2012 e nel I trimestre 2013 .....	»	144
Tav. 4.9 Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2011, nel 2012 e nel I trimestre 2013 .....	»	146
Tav. 4.10 Argomenti delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2011, nel 2012 e nel I trimestre 2013 ..	»	146
Tav. 4.11 Comunicazioni relative a forniture <i>dual fuel</i> ricevute dallo Sportello nel 2011, nel 2012 e nel I trimestre 2013 .....	»	148
Tav. 4.12 Argomenti delle comunicazioni relative alle forniture <i>dual fuel</i> ricevute dallo sportello nel 2011, nel 2012 e nel I trimestre 2013 .....	»	148
Tav. 4.13 Ammontare del <i>bonus</i> elettrico per clienti in stato di disagio economico .....	»	151
Tav. 4.14 Ammontare del <i>bonus</i> elettrico per clienti in stato di disagio fisico .....	»	151

Tav. 4.15 Ammontare del <i>bonus</i> gas per i clienti in stato di disagio economico .....	»	153
Tav. 4.16 Stato di adempimento dell'articolo 37, lettera <i>n</i> ), e dell'articolo 41, lettera <i>o</i> ), delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE .....	»	154
Tav. 5.1 Sintesi delle attività di consultazione .....	»	167
Tav. 5.2 Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2011 e 2012 .....	»	170
Tav. 5.3 Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2007-2012 .....	»	178
Tav. 5.4 Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2007-2012 .....	»	179
Tav. 5.5 Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio .....	»	180
Tav. 5.6 Verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di energia elettrica alle quali è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico tramite i misuratori elettronici e sistemi di telegestione .....	»	181
Tav. 5.7 Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas .....		182
Tav. 5.8 Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di sicurezza del servizio .....	»	183
Tav. 5.9 Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio .....	»	184
Tav. 5.10 Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento .....	»	185
Tav. 5.11 Verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici dell'energia elettrica in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete di impianti di produzione .....	»	186
Tav. 5.12 Verifiche ispettive nei confronti di imprese titolari di impianti di produzione fotovoltaici in materia di connessione con la rete elettrica .....	»	187
Tav. 5.13 Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie nei confronti di imprese elettriche minori non trasferite all'Enel .....	»	187
Tav. 5.14 Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte in collaborazione con la CCSE e il GSE.....	»	189
Tav. 5.15 Incidenza dell'addizionale Ires sui ricavi negli esercizi 2008-2011 .....	»	194
Tav. 5.16 Esiti del contenzioso dal 1997 al 2012 .....	»	200
Tav. 5.17 Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2012 .....	»	201
Tav. 5.18 Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2012 .....	»	202
Tav. 7.1 Obiettivi del Piano strategico dell'Autorità per il triennio 2012-2014.....	»	222
Tav. 7.2 Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità .....	»	229
Tav. 7.3 Composizione del personale al 31 dicembre 2012 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento .....	»	229
Tav. 7.4 Retribuzione lorda per carriera e grado .....	»	229
Tav. 7.5 Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto .....	»	231

**INDICE DELLE FIGURE**

Fig. 2.1 Gettito della componente A <sub>5</sub> e risorse erogate .....	Pag.	85
Fig. 4.1 Profilo medio orario del PUN (rispetto al livello medio del trimestre).....	»	117
Fig. 4.2 Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario .....	»	133
Fig. 4.3 Livello di qualità dei servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei <i>call center</i> nel 2012 .....	»	140
Fig. 4.4 Tempo medio di attesa dei servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei <i>call center</i> nel 2012 .....	»	140
Fig. 4.5 Andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni complessivamente ricevuti dall'Autorità e dallo Sportello per il consumatore di energia .....	»	143
Fig. 4.6 Evoluzione nel tempo della ripartizione tra settori d'intervento dei « risparmi netti contestuali » certificati dall'avvio del meccanismo .....	»	161
Fig. 4.7 Evoluzione nel tempo della ripartizione tra metodologie di valutazione dei risparmi certificati dall'avvio del meccanismo .....	»	162
Fig. 4.8 Ripartizione tra Nord, Centro e Sud dei risparmi energetici certificati nel corso dei primi sette anni di funzionamento del meccanismo.....	»	164
Fig. 5.1 Operatori soggetti alla vigilanza RHT .....	»	191
Fig. 5.2 Risultanze delle verifiche contabili sulle imprese dei settori dell'energia elettrica e del gas vigilate .....	»	192
Fig. 5.3 Risultanze delle verifiche contabili sulle imprese del settore petrolifero vigilate .....	»	192
Fig. 5.4 Addizionale Ires di competenza degli esercizi 2008-2011 ....	»	194

# 1.

Indirizzi di politica  
energetica e rapporti  
istituzionali

---

# Evoluzione della legislazione europea

---

Nell'anno appena trascorso l'attenzione delle istituzioni dell'Unione europea è stata rivolta ancora una volta al completamento del mercato interno dell'energia entro il 2014, con l'obiettivo di renderlo pienamente integrato e interconnesso. A tale riguardo, sia il Consiglio europeo, nelle sue conclusioni di giugno 2012, sia la Commissione, in apposita comunicazione del novembre 2012, hanno sollecitato gli Stati membri a dare attuazione quanto prima alle norme europee sul mercato interno dell'energia, a investire nelle infrastrutture energetiche, a promuovere l'efficienza energetica e a rafforzare la posizione dei consumatori anche attraverso la riduzione dei prezzi dell'energia, ancora alti, che minano la competitività dell'Unione europea.

Sotto il profilo legislativo, in coerenza con le indicazioni del Consiglio europeo di giugno 2012, in corso d'anno è stata adottata la direttiva in materia di efficienza energetica e all'inizio del 2013 il regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee (vedi *infra*).

Sono inoltre degne di menzione la decisione del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un meccanismo per lo scambio di informazioni fra gli Stati membri e la Commissione

in materia di accordi intergovernativi nel settore dell'energia, finalizzato a ottimizzare il funzionamento del mercato interno dell'energia e la decisione della Commissione per la creazione del Gruppo di coordinamento per l'energia elettrica, teso a supportare la stessa in materia di sicurezza degli approvvigionamenti energetici dell'Unione europea.

Nel 2012, la Commissione europea, con apposita comunicazione del 6 giugno 2012, ha proseguito la riflessione, già cominciata l'anno precedente, sulla necessità di istituire un quadro di riferimento per il settore delle energie rinnovabili che vada oltre l'orizzonte temporale del 2020, al fine di dare agli operatori e agli investitori del settore maggiore certezza anche in relazione alle loro decisioni di investimento in infrastrutture.

In coerenza con questa prospettiva, nella prima metà del 2013 la Commissione europea ha adottato il *Libro verde sul nuovo quadro al 2030 per le politiche dell'Unione europea in materia di cambiamenti climatici ed energia*, che si pone in continuità con le politiche e gli obiettivi fissati con il noto Pacchetto clima-energia con orizzonte al 2020. La consultazione inaugurata sui temi oggetto del *Libro verde* sarà completata entro luglio 2013.



## Verso una nuova strategia energetica per l'Europa

In una logica di continuità rispetto al 2011, anche nell'anno appena trascorso le conclusioni del Consiglio europeo del 28-29 giugno 2012 hanno dedicato un'attenzione rilevante al tema del mercato interno dell'energia. Al riguardo, il Consiglio ha enfatizzato l'importanza di rispettare le tempistiche concordate per il completamento del mercato interno dell'energia entro il 2014, cui deve accompagnarsi l'impegno collettivo affinché nessuno Stato membro rimanga isolato dalle reti europee di distribuzione del gas e dell'energia elettrica dopo il 2015, al fine di promuovere la competitività, la crescita e l'occupazione in seno all'Unione europea.

Inoltre, il Consiglio ha sollecitato gli Stati membri ad attuare rapidamente, dopo la sua adozione formale, la direttiva sull'efficienza energetica, di cui si darà conto successivamente, avvalendosi appieno delle sue disposizioni allo scopo di sfruttare il notevole potenziale per la creazione di posti di lavoro in questo settore. Infine, ha invitato tutti i soggetti istituzionali coinvolti a raggiungere rapidamente un accordo sulla proposta relativa alle infrastrutture energetiche transeuropee.

Simili orientamenti sono stati, a loro volta, confermati dalle conclusioni del Consiglio europeo del 14-15 marzo 2013 che, oltre a ribadire l'importanza di completare il mercato interno e di sviluppare adeguate interconnessioni tra gli Stati membri dell'Unione europea per i motivi di cui sopra, hanno sottolineato, tra le priorità dell'Europa, la necessità di investimenti in moderne infrastrutture energetiche e la lotta contro i prezzi elevati dell'energia che ostacolano la competitività.

### Comunicazione della Commissione europea in tema di strategie per fare funzionare il mercato interno dell'energia

Il 15 novembre 2012, con apposita comunicazione su come rendere efficace il mercato interno dell'energia, la Commissione europea ha invitato ancora una volta gli Stati membri a rispettare l'obiettivo del 2014 relativo al completamento del mercato unico dell'energia, accelerando il recepimento e l'attuazione dell'attuale normativa dell'Unione europea in materia. Ciò si rende infatti necessario affinché i consumatori (siano essi clienti domestici o imprese) possano beneficiare di tutti i vantaggi del mercato interno dell'energia, in particolare in termini di un approvvigionamento energetico sicuro a prezzi accessibili, che fino a oggi non sono stati pienamente conseguiti per il ritardato o il limitato adeguamento della legislazione nazionale a quella europea da parte di qualche Stato membro.

Alla luce della premessa di cui sopra, la Commissione ha pertanto individuato alcune aree prioritarie di intervento, in relazione alle quali intende intraprendere diverse iniziative.

La prima area concerne l'attuazione delle norme relative al mercato interno e all'applicazione delle regole di concorrenza. Considerata la persistente inerzia di alcuni Stati membri nel dare piena attuazione al Terzo pacchetto sul mercato dell'energia, la Commissione avvierà procedimenti di infrazione al fine di assicurare la corretta applicazione delle norme europee. Inoltre, la Commissione si adopererà in particolare per garantire il rispetto delle regole di concorrenza e la parità di trattamento

<sup>1</sup> Il Terzo pacchetto energia, pubblicato sulla *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione europea il 14 agosto 2009, si compone di cinque misure normative: regolamento (CE) 713/2009 che istituisce l'ACER, direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE in materia di energia elettrica e gas naturale, nonché i regolamenti (CE) 714/2009 e (CE) 715/2009 in materia di accesso alle infrastrutture di trasmissione/trasporto.

per tutte le imprese presenti sul mercato, valutando, tra le altre cose, l'adeguatezza delle procedure di gara pubblica per le concessioni nel settore dell'energia e sollecitando le Autorità di regolamentazione e quelle della concorrenza a intervenire con decisione a tutela dei suddetti obiettivi.

La seconda area riguarda il rafforzamento della posizione dei consumatori. Sotto questo profilo, la Commissione intende assicurare che la legislazione nazionale dei vari Stati membri dia il dovuto rilievo ai diritti dei consumatori (per esempio il diritto di passare da un fornitore all'altro nel giro di tre settimane senza dover sostenere oneri finanziari), sanciti dalla legislazione dell'Unione europea, e che gli stessi siano rispettati da tutti gli attori del mercato. La Commissione intende anche promuovere lo sviluppo di sistemi di misurazione intelligenti, in grado di consentire ai consumatori di gestire i propri consumi in tempo reale e di controllare al meglio le proprie bollette energetiche. A tal fine, la Commissione invita le Autorità di regolamentazione nazionali a garantire una piena e corretta informazione del consumatore (con misure specifiche per le categorie più vulnerabili), impegnandosi dal canto suo alla creazione, entro la fine dell'anno in corso, di una piattaforma *on line* sui diritti dei consumatori.

Un'attenzione speciale sarà riservata alla tutela dei consumatori più vulnerabili, a favore dei quali la Commissione supporterà gli Stati membri fornendo loro orientamenti e agevolando lo scambio di *best practices*, nel definire che cosa si intenda per vulnerabilità del consumatore di energia e quali ne siano le cause.

Infine, la Commissione continuerà a promuovere sui mercati al dettaglio una formazione dei prezzi basata sul mercato, anche avviando procedimenti di infrazione nei confronti degli Stati membri che mantengono vincoli tariffari non conformi alle condizioni previste dal diritto dell'Unione europea<sup>2</sup>.

La terza area è relativa alla promozione di un mercato flessibile. In tale ambito, la Commissione darà priorità al rafforzamento dell'integrazione del mercato interno dell'energia. Secondo la Commissione è necessario sostenere la progressiva diffusione del meccanismo del *market coupling* tra gli Stati dell'Unione (la pratica è attualmente adottata da 17 Stati membri), in modo da eliminare i confini nazionali nel gioco di domanda e offerta, permettendo al flusso di energia elettrica di spostarsi in base a segnali di prezzo. Inoltre, è opportuno perseguire la convergenza

in termini economici tra i mercati dell'energia dei vari Stati membri. La Commissione e l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER) avranno anche il compito di elaborare iniziative regionali specifiche per ridurre le differenze infrastrutturali tra Stati membri.

La quarta area attiene al controllo dell'intervento pubblico sul mercato. La Commissione ha rinnovato il proprio impegno nel controllo dell'intervento pubblico sul mercato e delle distorsioni alla concorrenza al fine di garantire la corretta allocazione degli investimenti. A questo proposito, la Commissione ha enfatizzato che i programmi di incentivi dovrebbero rappresentare una misura residuale ispirata a criteri di proporzionalità. La Commissione sottolinea anche il rischio che l'adozione di meccanismi di regolazione delle capacità, se non congegnati bene, potrebbero rivelarsi controproducenti, aumentando la frammentazione del mercato interno e impedendo loro di fornire i giusti segnali di prezzo.

Di conseguenza, la stessa invita gli Stati membri a verificare, prima di introdurre meccanismi come quelli di cui sopra, se mancano investimenti a livello di generazione e a indagarne i motivi, privilegiando soluzioni transfrontaliere ai problemi eventualmente riscontrati. Infine, la Commissione intende proporre degli orientamenti sui regimi di sostegno alle energie rinnovabili in grado di migliorare l'efficienza del mercato interno. Sulla base di tale comunicazione la Commissione ha proposto anche un Piano d'azione per l'Europa che prevede specifiche misure e azioni da adottare al fine di raggiungere, entro il 2014, l'obiettivo di creare un mercato interno dell'energia che sia efficiente e concorrenziale. Tra gli obiettivi principali del Piano d'azione si ricordano in particolare:

- l'applicazione rigorosa delle norme sul mercato interno dell'energia e sulla concorrenza;
- l'emancipazione e il maggiore sostegno al consumatore attraverso ulteriori iniziative di coinvolgimento, informazione e motivazione dello stesso, nonché assistenza mirata alla clientela vulnerabile;
- la graduale preparazione al futuro dei sistemi energetici dell'Unione europea attraverso l'adozione e l'applicazione dei Codici di rete europei (vedi *infra*), l'adozione del Pacchetto

<sup>2</sup> La Corte di giustizia europea ha indicato nella nota sentenza Cause C-265/08 *Federutility e altri* l'Autorità i criteri che rendono compatibile l'intervento statale nella formazione dei prezzi al dettaglio con la normativa dell'Unione europea.



infrastrutture energetiche e l'elaborazione di Piani d'azione nazionali per la diffusione rapida delle reti intelligenti.

#### Direttiva in materia di efficienza energetica

Nell'anno appena trascorso il tema dell'efficienza energetica è rimasto al centro del dibattito istituzionale europeo, come anche confermato dai ripetuti richiami sul tema effettuati dalla comunicazione sul mercato interno di cui al paragrafo precedente. L'efficienza energetica è ivi citata, non soltanto come obiettivo da perseguire nella produzione e nell'impiego dell'energia in coerenza con l'obiettivo di ridurre del 20% il consumo energetico dell'Unione europea entro il 2020 (vedi Consiglio europeo del 4 febbraio 2011 e Consiglio energia del 10 giugno 2011), ma anche come strumento per ottimizzare i costi in bolletta del consumatore finale.

In questo quadro si inserisce la direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 sull'efficienza energetica, approvata dal Consiglio il 4 ottobre 2012 ed entrata in vigore il 4 dicembre 2012.

La direttiva (di cui si era già dato conto nella *Relazione Annuale* 2012) stabilisce un quadro comune di misure per la promozione dell'efficienza energetica nell'Unione europea al fine di raggiungere gli obiettivi del 20% di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> entro il 2020.

In particolare, il nuovo strumento legislativo impone agli Stati membri di fissare obiettivi indicativi nazionali per il 2020 e introduce misure giuridicamente vincolanti per favorire un uso più efficiente dell'energia in tutte le fasi della catena energetica, dalla trasformazione alla distribuzione per il consumo finale. Entro il 5 giugno 2014, gli Stati membri dell'Unione europea dovranno recepire la maggior parte delle disposizioni della direttiva e avviare la fase di attuazione.

Ai sensi della direttiva, ad aprile 2013 gli Stati membri dovranno presentare i loro programmi nazionali e quantificare l'obiettivo di riduzione del consumo energetico che intendono raggiungere, cui farà seguito, in un secondo momento, la valutazione *ad hoc* della Commissione. La Commissione, qualora dovesse ritenere che i Piani nazionali per l'efficienza energetica non siano adeguati al raggiungimento dell'obiettivo del 20%, potrà aggiungere ulteriori

misure vincolanti nel piano dello Stato membro interessato. Qualora quest'ultimo non dovesse rispettare tali misure addizionali, la Commissione proporrà specifici obiettivi vincolanti. Gli effettivi risparmi saranno calcolati a partire dal 2014, cui farà seguito una nuova revisione nel 2016. Un ruolo chiave nel conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico è attribuito alla riqualificazione di edifici pubblici: dall'1 gennaio 2014 il 3% della superficie degli edifici pubblici riscaldati e/o raffreddati dovrà essere ristrutturata ogni anno per rispettare almeno i requisiti minimi di prestazione energetica stabiliti in applicazione dell'art. 4 della direttiva *Edifici a energia quasi zero*. I piani di efficienza energetica riguarderanno anche tutti gli enti impegnati nell'edilizia sociale. Inoltre, lo Stato e gli enti locali dovranno acquistare esclusivamente prodotti, servizi ed edifici ad alta efficienza energetica.

In più, gli Stati dovranno:

- introdurre uno schema di riduzione dei consumi energetici finali, ponendo in capo ai distributori di energia (elettricità e gas naturale) obiettivi annuali di riduzione pari all'1,5% delle vendite annuali;
- promuovere la disponibilità, per tutti i clienti finali, di *audit* energetici di elevata qualità svolti in maniera indipendente da esperti qualificati e accreditati o eseguiti e sorvegliati da Autorità indipendenti. Le piccole e medie imprese (PMI) sono escluse dall'obbligo di eseguire *audit* energetici a differenza dalle grandi imprese;
- incentivare la diffusione a prezzi accessibili di contatori intelligenti in grado di misurare il consumo effettivo e di fornire informazioni sul tempo effettivo d'uso;
- valutare il potenziale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti, oltre che promuovere l'uso di questi sistemi;
- mettere a punto regimi di certificazione, accreditamento e qualificazione e renderli disponibili per i fornitori di servizi e di *audit* energetici;
- istituire strumenti finanziari o agevolare il ricorso a quelli esistenti per il miglioramento dell'efficienza energetica e facilitare gli interventi di efficientamento energetico degli edifici. Sarà invece facoltativa l'istituzione di un Fondo nazionale per l'efficienza energetica.

3 L'obiettivo dell'1,5% potrà essere ottenuto anche attraverso il ricorso a "misure flessibili", grazie alle quali non si può però raggiungere più del 25% dell'obiettivo.

#### Decisione della Commissione per la creazione del Gruppo di coordinamento per l'energia elettrica

Il Trattato sul funzionamento dell'Unione europea (TFUE) stabilisce, tra gli obiettivi dell'Unione europea, di garantire il funzionamento del mercato dell'energia e la sicurezza dell'approvvigionamento energetico nell'Unione, di promuovere il risparmio energetico, l'efficienza energetica, lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili e l'interconnessione delle reti energetiche in uno spirito di solidarietà.

A fronte dell'aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono emerse nuove sfide per il mercato interno dell'energia elettrica, in particolare per quanto riguarda la stabilità della rete e la sicurezza dell'approvvigionamento. Di conseguenza, un maggiore coordinamento tra Stati membri, altre parti interessate e Commissione in merito alle misure d'intervento sul mercato interno dell'energia elettrica risulta essenziale per riuscire a integrare i mercati europei del settore e mantenere un elevato livello di sicurezza dell'approvvigionamento.

Alla luce delle considerazioni di cui sopra, con apposita decisione del 15 novembre 2012 la Commissione ha ritenuto opportuno istituire il Gruppo di coordinamento per l'energia elettrica a valle di numerose consultazioni con i rappresentanti delle Autorità competenti degli Stati membri, dei regolatori nazionali dell'energia, della Rete europea di gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (REGST) e dell'ACER; ciò al fine di scambiare opinioni e contribuire alla riflessione sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico, compresa la stabilità della rete e l'adeguatezza delle capacità di generazione.

Il Gruppo, composto dai rappresentanti delle Autorità degli Stati membri, in particolare dei ministeri competenti dell'energia, delle Autorità nazionali di regolamentazione dell'energia, dell'ACER e della REGST, ha un ruolo consultivo nei confronti della Commissione. Esso, oltre a servire da piattaforma per lo scambio di informazioni e per il coordinamento delle misure d'intervento nel settore dell'energia elettrica che hanno un impatto transfrontaliero, per lo scambio di esperienze, *best practices* e competenze specialistiche, assiste la Commissione nel definire le proprie iniziative. Inoltre, esso agevola la cooperazione in tema di sicurezza dell'approvvigionamento elettrico, compresa l'adeguatezza delle capacità di generazione e la stabilità della rete transfrontaliera.

In particolare, il Gruppo:

- scambia informazioni sulle decisioni inerenti alla generazione e alla trasmissione di energia elettrica e alle relative conseguenze potenziali sugli scambi transfrontalieri e sulla stabilità della rete;
- discute gli aspetti problematici per la stabilità della rete e per l'adeguatezza delle capacità di generazione al fine di pervenire a soluzioni coordinate in linea con il mercato interno dell'energia;
- esamina le prospettive sull'adeguatezza della capacità riportate in apposite relazioni redatte a scadenze regolari dalla REGST dell'energia elettrica, in particolare laddove tali relazioni indichino un potenziale rischio per la sicurezza dell'approvvigionamento;
- promuove lo scambio di informazioni, la prevenzione e il coordinamento degli interventi in caso di emergenza sia all'interno dell'Unione sia con i paesi terzi.

#### Decisione del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un meccanismo per lo scambio di informazioni riguardo ad accordi intergovernativi fra Stati membri e paesi terzi nel settore dell'energia

Il 4 ottobre 2012 il Consiglio ha adottato la decisione 994/2012/UE del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un meccanismo per lo scambio di informazioni fra gli Stati membri e la Commissione in materia di accordi intergovernativi nel settore dell'energia, al fine di ottimizzare il funzionamento del mercato interno dell'energia. Tale meccanismo rappresenta un grande passo avanti sotto il profilo della trasparenza in merito sia ad accordi intergovernativi tra Stati membri e paesi terzi nel settore dell'energia - contribuendo a garantire una maggiore coerenza nell'approccio seguito dagli Stati membri al momento di sottoscrivere tali accordi - sia alla conformità con il diritto dell'Unione del contenuto degli stessi.

In sintesi, la decisione prevede che entro il 17 febbraio 2013 gli Stati membri sottopongano alla Commissione tutti gli accordi intergovernativi vigenti con paesi terzi e che la stessa comunichi agli Stati membri interessati, entro nove mesi dalla trasmissione di tali accordi, se siano emersi dei dubbi circa la compatibilità con il diritto dell'Unione degli accordi al suo vaglio, con particolare



riferimento al diritto della concorrenza, e con la normativa dell'Unione sul mercato interno dell'energia. Gli accordi sottoposti alla Commissione saranno resi disponibili agli altri Stati membri nel rispetto delle informazioni riservate in essi contenute.

La presente decisione consente anche agli Stati membri di chiedere assistenza alla Commissione nell'ambito dei negoziati di accordi intergovernativi con paesi terzi e prevede che, su richiesta dello Stato membro interessato, la Commissione possa partecipare ai negoziati in qualità di osservatrice, al fine di fornire opportuna consulenza su come evitare eventuali incompatibilità tra l'accordo intergovernativo e il diritto dell'Unione.

Infine, la decisione offre la possibilità agli Stati membri di chiedere alla Commissione una valutazione della compatibilità tra l'accordo intergovernativo o la modifica dello stesso con il diritto dell'Unione prima della chiusura dei negoziati, qualora gli stessi non siano riusciti a raggiungere una conclusione definitiva in merito. La Commissione ha a sua volta a disposizione quattro settimane dalla data di ricevimento del progetto di accordo o di modifica per informare lo Stato interessato di ogni eventuale dubbio e dieci settimane a partire dallo stesso termine per esprimere il suo parere finale.

Entro l'1 gennaio 2016 la Commissione presenterà una relazione sull'attuazione della presente decisione al Parlamento europeo, al Consiglio e al Comitato economico e sociale europeo. Dopo la presentazione della prima relazione, la stessa riferirà al Parlamento europeo e al Consiglio in merito alle informazioni ricevute ogni tre anni.

#### Regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee

Lo sviluppo tempestivo e l'interoperabilità delle infrastrutture transeuropee sono elementi essenziali per raggiungere gli obiettivi che l'Unione europea si è data, in termini di competitività, sostenibilità e sicurezza degli approvvigionamenti energetici, nonché per assicurare il funzionamento del mercato interno dell'energia.

Il regolamento (CE) 347/2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee (regolamento sulle infrastrutture energetiche) assume un ruolo di "strumento principe" per perseguire i citati obiettivi, individuando procedure volte a favorire una maggiore flessibilità e l'effettiva integrazione dei

sistemi energetici dei diversi Stati membri dell'Unione europea, sia attraverso lo sviluppo di nuove infrastrutture, sia tramite il potenziamento e l'ammodernamento di quelle già esistenti.

In tal senso, il regolamento sulle infrastrutture energetiche è una delle priorità stabilite nel quadro del mercato unico e contiene misure per stimolare l'economia europea e creare posti di lavoro. Lo stesso infatti, oltre a rispondere all'obiettivo di evitare che dopo il 2015 ci siano ancora Stati membri isolati dal sistema delle reti europee del gas e dell'elettricità (come ricordato dal Consiglio nelle sue conclusioni di giugno 2012), contribuirà a raggiungere l'ambizioso target di riduzione delle emissioni entro il 2020.

In primo luogo, il regolamento individua dodici priorità strategiche (definite anche "corridoi prioritari") relative alle infrastrutture energetiche transeuropee (vedi la *Relazione Annuale* 2012), di cui ben cinque di particolare rilevanza per l'Italia, oltre ad aree tematiche di interesse per tutti i paesi (sviluppo di reti intelligenti, autostrade elettriche e rete transfrontaliera per il trasporto di CO<sub>2</sub>).

Per quanto riguarda il settore elettrico, si tratta innanzi tutto dello sviluppo delle interconnessioni con i paesi terzi mediterranei (*NSI West Electricity*), che potranno consentire, tra l'altro, il pieno sfruttamento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili nel Nordafrica, e dello sviluppo delle interconnessioni e delle linee interne nelle direzioni Nord-Sud ed Est-Ovest dell'Europa orientale (*NSI East Electricity*), Regione anch'essa particolarmente interessata allo sviluppo delle rinnovabili.

Con riferimento al settore gas, i corridoi di interesse per l'Italia (*NSI West Gas*, *NSI East Gas* e *Southern Gas Corridor*) consentono un'ulteriore diversificazione di approvvigionamento, prevedendo altresì l'accesso alle nuove produzioni ubicate nel bacino del Mar Caspio. Tra le iniziative del *Southern Gas Corridor* rientrano i gasdotti IGI (collegamento Italia-Grecia) e TAP (collegamento Italia-Albania).

A fronte delle dodici priorità definite dalla Commissione, dovranno essere individuati i progetti di interesse comune (PIC). La Commissione adotterà la prima lista di progetti di interesse unionale entro il 30 settembre 2013. Tale elenco è redatto dalla Commissione sulla base di una proposta formulata da gruppi di lavoro (denominati "gruppi regionali"), previo parere dell'ACER. In seguito, l'elenco sarà stilato ogni due anni sulla base degli elenchi regionali. Sei mesi dopo l'adozione dell'elenco dell'Unione, la Commissione istituirà una piattaforma per la trasparenza

delle infrastrutture per il grande pubblico - accessibile anche via Internet - contenente informazioni sui PIC. Entro il 2017, la Commissione pubblicherà una relazione sull'attuazione dei PIC.

In secondo luogo, il regolamento prevede delle tempistiche molto strette per l'espletamento di alcuni adempimenti e la contestuale previsione di poteri sostitutivi in capo a soggetti terzi. È il caso, per esempio, dell'approvazione dei progetti di investimento presentati in esecuzione di un PIC.

Le Autorità nazionali di regolazione hanno sei mesi di tempo per trovare un accordo sulla ripartizione dei costi tra i paesi interessati dall'infrastruttura e decidere in merito alla richiesta di approvazione. In caso di mancato accordo, ACER decide sulla richiesta di investimento, nonché sulla ripartizione dei costi e sul modo in cui gli stessi verranno trasferiti in tariffa.

Anche in ordine al processo di autorizzazione dei progetti,

la proposta di regolamento prevede un suo efficientamento, indicando un tempo massimo di tre anni, coerente con l'esigenza di un adeguato sviluppo infrastrutturale e di certezza per gli investitori.

Inoltre, il regolamento stabilisce le norme per una possibile ripartizione transfrontaliera dei costi di costruzione dei PIC sulla base di una metodologia di analisi costi-benefici che comporta l'allocazione dei costi tra i paesi in ragione dei benefici generati per il paese dallo specifico investimento. Tale metodologia sarà pubblicata dalle associazioni dei gestori dei sistemi di trasporto (ENTSOs) entro 6 mesi dall'entrata in vigore del regolamento e dovrà, a sua volta, essere approvata da ACER. Infine, il regolamento contiene anche disposizioni in materia di finanziamento dei progetti, nel quadro del *Connecting Europe Facility*, uno strumento attinente al prossimo quadro finanziario pluriennale (2014 -2020).

## Politiche europee per l'energia e l'ambiente al 2020 e al 2050

Con la comunicazione del 6 giugno 2012, la Commissione ha sottolineato la necessità di istituire un quadro di riferimento per il settore delle energie rinnovabili che vada oltre gli obiettivi e le misure fissate fino al 2020 (ovvero, raggiungere una quota del 20% di energie rinnovabili entro il 2020), al fine di dare agli operatori e agli investitori del settore una prospettiva di più lungo periodo.

Questa necessità viene contestualizzata dalla Commissione in un'ottica più ampia, facendo riferimento alle proiezioni della *Energy Roadmap 2050*<sup>4</sup> (della quale si è dato conto nella *Relazione Annuale 2012*) in merito alla costruzione di un sistema energetico *low carbon*. La *Roadmap* evidenzia come, senza interventi programmatici che vadano oltre il 2020, la crescita delle fonti rinnovabili subirebbe un forte rallentamento successivamente

a quella data (dal 6% annuo del 2010-2020, all'1% annuo tra il 2020 e il 2050), da cui risulterebbe un'importante frenata di tutta l'industria e dell'intero indotto legato al settore. La tempestiva istituzione di un regime post 2020 porterebbe invece a un clima di maggiore certezza per gli investitori, fornendo continuità e stabilità al mercato e favorendo gli investimenti, anche infrastrutturali, necessari.

La Commissione individua pertanto quattro principali aree di intervento, alle quali corrisponderanno azioni mirate da parte della stessa, ovvero:

- sviluppo del mercato interno dell'energia e integrazione delle fonti rinnovabili in un mercato dell'Unione;
- regimi di sostegno, che devono supportare l'innovazione, la

<sup>4</sup> *Tabella di marcia per l'energia 2050*, Commissione europea, 15 dicembre 2011.



riduzione dei costi, la competitività, l'esposizione dei produttori ai rischi del mercato ed evitare sovracompensazioni, divenendo nel contempo sempre più armonizzati a livello comunitario;

- promozione di un maggior ricorso ai meccanismi di cooperazione già introdotti dalla direttiva sulle fonti rinnovabili<sup>5</sup>, ma finora poco utilizzati;
- miglioramento del quadro normativo per la cooperazione in materia di energia nel Mediterraneo, nell'ottica per esempio di sviluppare il commercio di elettricità rinnovabile dai paesi nordafricani.

Nella valutazione d'impatto della comunicazione sono quindi considerate tre possibili opzioni, oltre allo scenario *business as usual*, in una prospettiva al 2030:

- stabilire nuovi obiettivi per i gas a effetto serra, ma non per le energie rinnovabili, rendendo il sistema ETS (*Emission Trading Scheme*, vedi *infra*) lo strumento principale per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>;
- stabilire obiettivi nazionali per le energie rinnovabili, l'efficienza energetica e i gas a effetto serra, supportando la convergenza dei meccanismi di supporto dell'Unione;
- stabilire obiettivi unionali per le energie rinnovabili, l'efficienza energetica e i gas a effetto serra e misure armonizzate a livello dell'Unione europea per il raggiungimento degli obiettivi.

La Commissione conclude sottolineando l'estrema importanza di stabilire, quanto prima possibile, le tappe che da oggi al 2030 dovrebbero consentire ai produttori di energia rinnovabile di essere attori sempre più competitivi sul mercato europeo dell'energia.

#### Conclusioni del Consiglio sull'energia rinnovabile

In coerenza con la comunicazione della Commissione *Energie rinnovabili: un ruolo di primo piano nel mercato energetico europeo* (di cui al paragrafo precedente), il 3 dicembre 2012 i ministri del Consiglio "energia" hanno adottato conclusioni sull'energia rinnovabile che delineano possibili azioni future, al fine di favorire, in particolare, la pianificazione a lungo termine

per l'industria e gli investitori.

Secondo il Consiglio, una prospettiva a lungo termine influenzerebbe positivamente gli investimenti, dato il lungo processo di pianificazione per le fonti energetiche rinnovabili, assicurando al contempo la sostenibilità economica e ambientale. Le conclusioni sottolineano il ruolo chiave che le energie rinnovabili rivestono nel conseguimento dei più ampi obiettivi dell'Unione europea in materia di economia a basse emissioni di carbonio, sicurezza dell'approvvigionamento energetico e competitività. Esse affrontano anche i passi da compiere per il periodo successivo al 2020, anno in cui l'Unione europea dovrebbe raggiungere il suo obiettivo del 20% di consumo di energia da fonti rinnovabili. Sulla base delle stime della Commissione, l'Unione europea è attualmente sulla buona strada per raggiungere gli obiettivi prefissati.

Secondo il Consiglio, le priorità alla base degli ulteriori interventi sulle fonti di energia rinnovabile riguardano in particolare:

- la migliore integrazione delle fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'energia elettrica;
- la promozione di regimi di sostegno più efficienti;
- lo sfruttamento del potenziale della cooperazione internazionale e del commercio.

#### Proposta di direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici

La disciplina della tassazione dei prodotti energetici è anch'essa uno strumento di politica climatica, ossia di stimolo al contenimento delle emissioni di gas a effetto serra. La previsione di una *carbon tax* a livello europeo servirà, tra le altre cose, anche allo scopo di favorire la concorrenza sul mercato dell'Unione europea, evitando che gli Stati membri possano porre in essere le proprie politiche per il perseguimento degli obiettivi 2020 su un terreno non uniforme.

Inoltre, l'introduzione dello strumento permetterà di uniformare, almeno in parte, il trattamento delle attività economiche escluse dall'EU ETS a quello delle attività che sono invece soggette allo schema. In tal senso, la nuova disciplina dovrebbe portare sia all'eliminazione dell'attuale vuoto normativo (settori non soggetti

<sup>5</sup> Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

all'EU ETS e che pertanto non sopportano alcun onere connesso con l'impatto della propria attività sul clima), sia all'eliminazione di sovrapposizioni tra l'attuale sistema e l'EU ETS stesso.

Il 19 Aprile 2012 il Parlamento europeo ha adottato una risoluzione legislativa sulla proposta di direttiva del Consiglio recante una modifica della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro dell'Unione per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità (COM (2011) 0169), pubblicata dalla Commissione nell'aprile 2011.

La principale novità introdotta dalla proposta di direttiva consiste nell'uniformare l'imposizione fiscale minima per i prodotti energetici destinati a un dato uso (c.d. "principio di neutralità fiscale") sulla base di due parametri di riferimento: il contenuto energetico e la CO<sub>2</sub> emessa durante la combustione, prevedendo dei periodi transitori di adeguamento per gli Stati membri. L'uniformazione dei trattamenti fiscali comporterebbe, da un lato, un analogo livello di tassazione generale tra benzina e gasolio (con conseguente aumento delle accise su quest'ultimo) e, dall'altro, la riduzione o l'eliminazione degli attuali regimi di esenzione fiscale, qualora non motivati da vantaggi energetici o ambientali.

I principali emendamenti avanzati dal Parlamento attraverso la sua risoluzione riguardano temi rilevati come critici, in particolare, i seguenti:

- il vincolo tra i prodotti energetici destinati al medesimo uso (concatenazione/proporzionalità delle aliquote), introdotto dalla Commissione al fine di eliminare alcune distorsioni a livello di trattamento fiscale tra combustibili, è stato soppresso dal Parlamento. Il vincolo della concatenazione delle aliquote porterebbe, considerando i carburanti per motori, a dover necessariamente tassare il diesel più della benzina, a causa del maggiore potere calorifico e del maggior contenuto di CO<sub>2</sub>. Date le nuove aliquote minime imposte a livello dell'Unione europea, non sarebbe quindi più possibile, come avviene attualmente nella maggior parte dei paesi europei, tassare questo carburante meno della benzina, ma anzi, la tassazione imposta sul diesel dovrebbe essere necessariamente superiore in euro al litro<sup>6</sup>;
- l'abolizione, dal 2023, della possibilità di applicare, sotto

controllo fiscale, esenzioni o riduzioni totali o parziali del livello di tassazione al gas naturale e al GPL utilizzati come propellenti. Il Parlamento propone, invece di abolire, di estendere questa possibilità di esenzione anche al biogas usato come propellente e chiede che, dall'1 gennaio 2023 fino al 2030, si possa applicare una riduzione sino al 50% dei livelli minimi di tassazione su tali carburanti;

- l'abolizione della possibilità di distinguere tra usi commerciali e non commerciali del gasolio per autotrazione, eliminata dalla Commissione e reintrodotta dagli emendamenti parlamentari.

Gli emendamenti proposti dal Parlamento non hanno carattere vincolante e il testo definitivo della direttiva dovrà essere approvato all'unanimità dal Consiglio europeo prima di entrare in vigore.

#### Libro verde per le politiche dell'energia e del clima all'orizzonte 2030

Il 27 marzo 2013 la Commissione europea ha adottato il *Libro verde sul nuovo quadro al 2030 per le politiche dell'Unione in materia di cambiamenti climatici ed energia*, che si pone in continuità con le politiche e gli obiettivi fissati con il noto Pacchetto clima-energia, con orizzonte al 2020 (vedi la *Relazione Annuale 2012*).

L'attuale quadro normativo si fonda infatti su tre obiettivi principali da raggiungere in seno all'Unione europea entro il 2020:

- una riduzione del 20% delle emissioni di gas a effetto serra rispetto al livello del 1990;
- una quota del 20% di fonti energetiche rinnovabili nel totale di energia utilizzata;
- un risparmio del 20% nel consumo di energia primaria (rispetto alle proiezioni elaborate prima dell'accordo sugli obiettivi climatici ed energetici per il 2020).

In considerazione dei cambiamenti che, successivamente alla definizione di tale quadro normativo, si sono registrati sia in ambito economico sia nei mercati energetici, sia nel campo della ricerca e della tecnologia applicata alla produzione di energia, il

<sup>6</sup> Per i carburanti per i trasporti la regola della concatenazione delle aliquote dovrebbe divenire operativa solo dal 2023.



*Libro verde* rappresenta un'occasione di riflessione sugli obiettivi che si intendono perseguire a livello europeo entro il 2030, e costituisce il primo passo verso la definizione di un nuovo accordo sulle future politiche energetiche e climatiche dell'Unione europea. Il quadro strategico delinea come obiettivi principali per il 2030 la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, la garanzia dell'approvvigionamento energetico e il sostegno alla crescita, alla competitività e all'occupazione, da realizzarsi secondo un approccio efficiente in termini di costi e fondato sull'impiego dell'alta tecnologia.

Il *Libro verde* è ora sottoposto a consultazione pubblica da parte della Commissione europea, con l'intento di acquisire dagli Stati membri, dalle istituzioni e dai portatori d'interesse le loro posizioni su una serie di questioni chiave nella definizione del nuovo quadro al 2030, sintetizzate di seguito:

- obiettivi al 2030. La Commissione ritiene sia necessario valutare il tipo, la natura e il livello degli obiettivi, il loro grado di interazione e la scelta tra obiettivi vincolanti o indicativi. In particolare, chiede agli *stakeholders* un parere sulla possibilità di fissare obiettivi settoriali come per esempio quelli per i trasporti, oppure l'opportunità di prevedere un unico obiettivo al 2030 per le emissioni di gas a effetto serra;
- coerenza degli strumenti politici. Alla luce dell'eterogeneità degli effetti distributivi che hanno fatto seguito all'implementazione del Pacchetto 20-20-20, la Commissione ritiene necessaria una distribuzione più equa degli sforzi a livello degli Stati membri, al fine di assicurare la flessibilità necessaria per rispettare gli obiettivi, sulla base delle specificità nazionali (mix energetico, diversa base industriale, stato dell'economia ecc.);
- rafforzamento della competitività dell'Unione europea e dell'approvvigionamento energetico. L'elettricità avrà un ruolo fondamentale nel processo di trasformazione del sistema energetico; per questo motivo la Commissione pone una particolare attenzione sui costi dell'elettricità nell'orizzonte al 2030. A tal proposito, la stessa osserva che, se da un lato nell'Unione europea l'aumento dei prezzi all'ingrosso dell'energia è stato moderato, nell'ultimo decennio i prezzi finali dell'elettricità in termini reali per diversi settori e per le famiglie sono aumentati in maniera più significativa. Inoltre, in Europa i prezzi dell'elettricità sono ancora determinati

in larga parte dai prezzi dei combustibili fossili, sebbene le decisioni degli Stati membri su tariffe e fiscalità abbiano un impatto altrettanto incisivo sui prezzi finali. La Commissione ritiene pertanto sia necessario analizzare le diverse leve di costo dell'energia a livello nazionale, inclusa la fiscalità, al fine di attenuare le differenze tra i diversi Stati membri in termini di costi dell'energia. In questo contesto, una serie di interventi è ritenuta importante dalla Commissione. Innanzitutto, la piena implementazione del Terzo pacchetto energia sarà cruciale al fine di contenere l'aumento dei costi dell'energia, sia attraverso una maggiore concorrenza sul mercato, sia attraverso infrastrutture più efficienti (trattasi della definizione dei Codici di rete europei). Inoltre, è necessario affrontare la questione dello sfruttamento ecocompatibile di risorse interne di petrolio e gas, cosa che potrebbe contribuire a ridurre i prezzi dell'energia nell'Unione europea e la dipendenza dalle importazioni. In aggiunta, una maggiore diversificazione delle vie dell'approvvigionamento energetico potrebbe giovare alla concorrenza sui mercati energetici, mentre con investimenti nell'efficienza energetica si potrebbero conseguire importanti risparmi a lungo termine. In merito all'azione globale sul clima, la Commissione accoglie le numerose preoccupazioni sulla mancanza di una condivisione universale, in seno alla comunità internazionale, dell'impegno dell'Unione europea in tema di cambiamenti climatici e sulle conseguenze di questo fenomeno in termini di competitività. Di conseguenza, nasce l'imperativo di assumere ulteriori impegni con paesi terzi e la necessità di trovare un accordo entro il 2015 per la strategia post 2020. Infine, secondo la Commissione il quadro al 2030 dovrà anche valutare se i proventi legati all'ETS, il cui utilizzo resta attualmente in capo agli Stati membri, possano essere adoperati per incentivare l'innovazione nei vari settori;

- riconoscere le diverse capacità degli Stati membri. Obiettivi climatici ed energetici più rigorosi comporteranno impatti differenti sugli Stati membri. Nel nuovo quadro normativo dovranno essere previste opzioni differenti per consentire una cooperazione efficace e una ripartizione equa degli sforzi che preveda sforzi minori per i paesi economicamente più deboli. La Commissione riconosce le differenze, a livello di Stati membri, in termini di ricchezza, struttura industriale, mix energetico, intensità di carbonio e intensità energetica,

sfruttamento delle risorse indigene. Vista l'importanza delle differenti capacità di implementazione delle misure da parte degli Stati membri nello sviluppo di un quadro politico al 2030, la Commissione incoraggia ogni Stato a presentare specifiche informazioni sulle peculiarità del contesto nazionale, al fine di contribuire alla discussione sull'equa ripartizione degli

sforzi ed evitare eccessive imposizioni in capo a un singolo paese.

La consultazione pubblica sul *Libro verde* terminerà il 2 luglio 2013. La Commissione intende presentare una proposta legislativa in materia entro la fine del 2013.

---

## Coordinamento internazionale

---

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

---

Nel corso dell'anno 2012 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei sia in ambito multilaterale, attraverso l'ACER, il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le iniziative regionali, sia attraverso incontri bilaterali organizzati *ad hoc* per approfondire la discussione su tematiche di comune interesse.

Tale attività è 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

L'ACER, istituita ai sensi del regolamento (CE) 713/2009, rappresenta lo strumento istituzionale introdotto con il Terzo pacchetto energia, volto a rafforzare la cooperazione tra i regolatori europei e ad assisterli «nell'esercizio a livello comunitario delle funzioni di

*regolazione svolte negli Stati membri.*

Il regolamento istitutivo affida ad ACER diversi compiti, in particolare: il coordinamento della regolazione transfrontaliera per gli scambi di energia, la rimozione degli ostacoli all'integrazione dei mercati nazionali dell'energia elettrica e del gas, il controllo dell'esecuzione dei compiti da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione, il monitoraggio dei mercati interni dell'energia elettrica e del gas. Il regolamento (CE) 713/2009 attribuisce ad ACER anche alcune limitate competenze di carattere decisionario, circoscritte alla regolamentazione delle c.d. "questioni transfrontaliere", nelle ipotesi di mancato accordo tra due o più regolatori nazionali, nonché di rilascio delle esenzioni dall'obbligo di garantire l'accesso di terzi alle reti.

Fra le principali attività di ACER, si annovera la definizione delle *Linee guida*, ovvero gli orientamenti non vincolanti che fissano gli obiettivi e i principi ai quali dovranno ispirarsi ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) ed



ENTSO-G (*European Network of Transmission System Operators for Gas*) per la redazione dei Codici di rete europei. Tali Codici di rete, che rappresentano una delle principali novità introdotte dal Terzo pacchetto energia, disciplinano le tematiche di carattere transfrontaliero e quelle relative all'integrazione dei mercati, con l'obiettivo di contribuire all'efficace funzionamento dei mercati interni dell'energia elettrica e del gas. Le *Linee guida* e i Codici di rete sono redatti seguendo un elenco di priorità stabilite annualmente dalla Commissione europea sulla base degli ambiti di intervento elencati nei regolamenti (CE) 714/2009 (art. 8, comma 6) e (CE) 715/2009 (art. 8, comma 6).

Per svolgere le proprie attività, ACER ha istituito quattro gruppi di lavoro tematici (*Electricity WG, Gas WG, Market Integrity and Transparency WG, Implementation, Monitoring and Procedure WG*), cui partecipano i rappresentanti dello staff di ACER e del CEER, e che hanno lo scopo precipuo di lavorare alla realizzazione del programma di lavoro annuale di ACER, nonché di preparare i dossier che saranno posti all'attenzione del Comitato dei regolatori<sup>7</sup>.

Il Comitato dei regolatori rappresenta l'organo "tecnico" di ACER, cui sono affidati l'esame finale dei documenti di carattere regolatorio e il compito di esprimere un parere in merito all'approvazione degli atti promulgati dall'ACER stessa.

Fin dall'istituzione di ACER, l'Autorità ha alimentato il dibattito interno ad ACER sulle principali tematiche relative all'integrazione dei mercati energetici e ha partecipato alle attività dei suoi gruppi di lavoro e del Comitato dei regolatori, tra cui si citano, in particolare per il 2012, quelle afferenti alla redazione delle *Linee guida* di ACER e alla valutazione dei Codici di rete europei e quelle riguardanti le infrastrutture (per esempio il Piano di sviluppo decennale di ENTSO, il Pacchetto infrastrutture ecc.).

Con riferimento al settore elettrico, per l'anno appena trascorso si segnala un particolare coinvolgimento dell'Autorità nell'attività di analisi dei Codici di rete europei<sup>8</sup>, svolta dai gruppi di lavoro di ACER responsabili in materia, riguardanti i seguenti ambiti di intervento:

- l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (CACM). Il relativo Codice di rete europeo, redatto da ENTSO-E nel 2012 sulla base delle *Linee guida* di ACER del 2011, è finalizzato a rendere più efficiente l'utilizzo delle infrastrutture di trasmissione attraverso l'elaborazione di regole condivise che consentano di valorizzare al meglio la scarsa capacità di interconnessione esistente tra gli Stati membri. Quest'ultimo si compone delle metodologie per l'allocazione della capacità con riferimento ai mercati del giorno prima e infragiornaliero e chiarisce le modalità con le quali la capacità di trasporto tra varie zone di mercato viene calcolata;
- la connessione con la rete. L'accesso alle reti di distribuzione o trasmissione da parte dei consumatori o dei produttori di energia comporta la definizione delle responsabilità delle parti coinvolte e delle relative regole tecniche e procedurali applicabili. Nel corso del 2012 la tematica è stata trattata da ENTSO-L in seno a due distinti Codici aventi per oggetto i requisiti tecnici, rispettivamente, per la connessione con la rete da parte degli impianti di generazione (*Requirements for Generators Network Code*) e per la connessione con la rete da parte delle società di distribuzione e dei clienti industriali (*Demand Connection Network Code*);
- la sicurezza nella gestione dei sistemi elettrici. La gestione in sicurezza della rete di trasmissione a livello europeo richiede il coordinamento dei relativi gestori (TSO) su differenti orizzonti temporali. Nel corso del 2012 la tematica è stata trattata da ENTSO-E in seno a tre Codici di rete riguardanti, rispettivamente, la sicurezza e l'affidabilità dei sistemi elettrici, la pianificazione operativa degli stessi e la gestione della regolazione frequenza-potenza.

L'Autorità ha inoltre assunto la *leadership*, insieme con ACER e con il regolatore francese, dell'attività di redazione delle *Linee guida* sull'integrazione dei mercati del bilanciamento. Tali *Linee guida* definiscono le modalità con cui le risorse per il bilanciamento della rete elettrica, disponibili a livello europeo, possono essere messe

<sup>7</sup> L'ACER è composta da quattro organismi: un Direttore (con un mandato di cinque anni), un Consiglio di amministrazione (composto da nove membri di cui quattro nominati dal Consiglio, due dalla Commissione europea e due dal Parlamento europeo), un Comitato dei regolatori (l'organismo tecnico di regolazione composto dai rappresentanti di alto livello dei regolatori nazionali, cui partecipa senza diritto di voto la Commissione europea) e un Consiglio di appello (composto da sei membri formalmente nominati dal Consiglio di amministrazione).

<sup>8</sup> Disponibili sul sito di ACER, al seguente link: [http://www.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER\\_HOME/Activities/FG\\_code\\_development/Electricity](http://www.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/Activities/FG_code_development/Electricity)

a fattori comuni secondo regole di mercato, una volta accertata la fattibilità tecnica, in modo tale da garantire l'equilibrio fisico tra la domanda e l'offerta di energia e di conseguenza la gestione in sicurezza della rete. Infine, si segnala l'impegno dell'Autorità con riferimento al Pacchetto infrastrutture (vedi *supra*). A tal riguardo, si ricorda il contributo significativo dell'Autorità, insieme con quello degli altri regolatori europei, alla preparazione degli elenchi regionali contenenti progetti infrastrutturali di interesse comunitario, sulla base dei quali la Commissione europea adotterà una prima lista di PIC entro il 31 luglio 2013.

Anche in relazione al settore del gas, l'Autorità ha partecipato attivamente alle attività dei gruppi di lavoro ACER responsabili della redazione delle *Linee guida* e dell'analisi dei Codici di rete europei predisposti da ENTSO-G. In particolare, l'Autorità ha collaborato alla stesura delle *Linee guida* ACER sull'interoperabilità delle reti di trasporto - che definiranno gli standard tecnici per la gestione dei punti di interconnessione tra reti distinte - e a quelle per l'armonizzazione delle strutture tariffarie per le reti di trasporto, che dovrebbero essere completate nella seconda metà del 2013. Inoltre, la stessa ha partecipato, in seno al gruppo di lavoro ACER responsabile in materia, all'esame dei Codici di rete riguardanti rispettivamente l'allocazione della capacità nei punti di interconnessione e le regole del bilanciamento, la cui adozione da parte della Commissione europea è prevista entro il 2013.

Infine, si segnala che nel corso del 2012 sono entrate in vigore le norme relative alla gestione delle congestioni nei gasdotti internazionali attraverso apposita decisione della Commissione europea<sup>9</sup>. In merito, l'Autorità ha promosso un'intensa attività di coordinamento con i regolatori degli Stati membri confinanti con l'Italia (per esempio con il regolatore austriaco), al fine di definire approcci condivisi nell'adozione dei diversi meccanismi volti alla risoluzione delle congestioni contrattuali tra paesi limitrofi previsti dalla citata decisione.

In ambito infrastrutturale, così come per il settore elettrico, l'Autorità ha partecipato alle attività previste dalla Commissione europea, al fine di anticipare l'adozione delle norme contenute nel nuovo regolamento infrastrutture e, in particolare, ha assicurato il coordinamento con gli altri regolatori europei, al fine di misurare

la rilevanza transfrontaliera delle infrastrutture candidate a divenire PIC.

#### Consiglio europeo dei regolatori dell'energia

Il CEER, l'associazione indipendente e volontaria delle Autorità nazionali di regolazione energetica, raggruppa tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei paesi dell'Unione europea, ma anche quelli di Norvegia, Islanda e, in qualità di *observer*, della Svizzera e di FYROM - Repubblica di Macedonia.

A seguito dell'istituzione di ACER, il CEER ha riorganizzato il proprio ambito di lavoro rendendolo complementare a quello dell'ACER, attraverso la selezione delle tematiche più rilevanti per assicurare la corretta integrazione dei mercati nazionali dell'energia che, al momento, non trovano copertura nel mandato istituzionale affidato all'ACER. Tra queste rientrano: la promozione di strumenti a favore dei consumatori, la *smart regulation*, lo sviluppo sostenibile, i rapporti con le altre associazioni regionali e internazionali dei regolatori dell'energia, come il MEDREG (*Association of Mediterranean Energy Regulators*) e l'ICER (*International Confederation of Energy Regulators*).

Le cinque priorità strategiche indicate in seno al programma di lavoro del CEER nel corso d'anno sono:

- sviluppare una "visione" dei mercati energetici europei che metta al centro le esigenze dei consumatori;
- promuovere uno sviluppo dei mercati energetici in modo coerente con gli obiettivi del mercato interno al 2014;
- sviluppare ulteriormente l'attuale quadro regolatorio, compatibilmente con il quadro legislativo dell'Unione europea;
- monitorare i mercati energetici anche al fine di verificare le modalità di attuazione delle disposizioni del Terzo pacchetto energia;
- proseguire la cooperazione internazionale e continuare ad alimentare il dialogo tra regolatori.

Per quanto riguarda più specificamente il tema relativo alla tutela dei consumatori, la legislazione europea affida ai regolatori

<sup>9</sup> 2012/490/UE: decisione della Commissione, del 24 agosto 2012, che modifica l'allegato I del regolamento (CE) 715/2009, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale.



nazionali importanti responsabilità in tema di promozione di prezzi equi e di introduzione di strumenti semplici per esercitare il diritto di scelta del proprio fornitore e per la risoluzione delle controversie. L'obiettivo perseguito è quello di rendere i consumatori dei soggetti attivi all'interno del mercato dell'energia. Per tale ragione, nel 2012 l'Autorità italiana ha collaborato con le altre Autorità europee all'interno del CEER con lo scopo di approfondire la comprensione delle esigenze attuali e future dei consumatori. Tale attività è stata svolta attraverso un dialogo stabile con le associazioni nazionali ed europee dei consumatori e con i decisori politici. Il risultato è stato l'organizzazione di una conferenza interattiva in cooperazione con la Commissione europea, lo scorso 21 giugno 2012, che ha visto coinvolti i consumatori, i rappresentanti delle imprese e delle istituzioni. Durante la conferenza il CEER ha presentato i quattro principi fondamentali su cui si basa la sua strategia al 2020 in favore dei consumatori: a) accessibilità; b) affidabilità; c) semplicità; d) tutela e capacitazione.

Nell'anno appena trascorso, l'Autorità italiana ha anche contribuito a consolidare la posizione internazionale del CEER. Collaborare con le Autorità di paesi non appartenenti all'Unione europea rappresenta un'importante occasione di confronto per lo scambio di informazioni e di *best practices* regolatorie. Gli incontri organizzati dal CEER nel 2012 con il MEDREG, il regolatore russo FTS, NARUC (*National Association of Regulatory Utility Commissioners – USA*) hanno dato la possibilità all'Autorità italiana non solo di presentare i più recenti sviluppi della regolazione italiana, ma anche di apprendere dall'esperienza di altri paesi e di accrescere la conoscenza dei processi regolatori in atto in mercati con caratteristiche diverse da quello italiano.

Nel febbraio 2013, l'Autorità italiana è stata eletta nuovamente Vicepresidente del CEER, a conferma dell'impegno profuso nella realizzazione degli obiettivi dell'associazione.

#### Iniziative regionali

Nell'anno appena trascorso è proseguita la revisione del ruolo delle iniziative regionali nel quadro del contesto normativo

e regolatorio dettato dal Terzo pacchetto energia, cui anche l'Autorità ha contribuito con riferimento ai settori elettrico e del gas.

L'obiettivo ultimo di tali iniziative è il raggiungimento dell'integrazione del mercato interno europeo dell'energia entro il 2014, così come stabilito dalle conclusioni del Consiglio europeo del 4 febbraio 2011. La *governance* delle iniziative regionali è rimasta invariata rispetto al passato<sup>10</sup>; tuttavia, per facilitare il coordinamento tra le attività seguite dalle singole Regioni, ACER ha costituito un *Electricity Regional Coordination Group* e un *Gas Regional Coordination Group*, cui partecipano i *Lead Regulators* (i regolatori cui è stata affidata la responsabilità di guidare una Regione), i rappresentanti della Commissione europea e di ACER. L'Autorità italiana, grazie all'esperienza acquisita in questi anni all'interno delle iniziative regionali, ha ricevuto da ACER l'incarico di guidare il *Gas Regional Coordination Group*.

#### Iniziative regionali elettriche

L'essenza del disegno europeo in ordine al mercato interno dell'energia elettrica è per buona parte contenuta nelle *Linee guida* sull'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (CACM FG), pubblicate da ACER il 29 luglio 2011, e del relativo Codice di rete europeo sviluppato da ENTSO-E nel corso del 2011 e del 2012 (CACM NC), che entrerà in vigore, con valore di regolamento, solo successivamente alla sua approvazione da parte del Comitato (costituito dai rappresentanti degli Stati membri, del Consiglio e del Parlamento conformemente alla procedura di Comitologia di regolamentazione con controllo).

Tali documenti rappresentano la sintesi concertata di un processo *top-down* che ha dato origine alla definizione del c.d. *Target Model* per il mercato elettrico europeo del futuro. In sostanza, il *Target Model* descrive i principi in base ai quali dovrà essere calcolata e allocata la capacità di trasporto transfrontaliera nei diversi orizzonti temporali: allocazioni di lungo termine (annuali e mensili), giornaliere e infragiornaliere. Parallelamente, con un approccio *bottom-up*, ACER ha istituito dei progetti di dimensione sovra regionale coordinati dai regolatori nazionali<sup>11</sup> e, per ognuno

<sup>10</sup> La *governance* delle Regioni prevede un *Regional Coordination Group* (RCC) formato dalle Autorità di regolazione nazionali che ha il compito di guidare il processo e stabilire le priorità; un *Implementation Group* (IG) organizzato dai regolatori per avere un confronto con le Borse, con i trasportatori/distributori e gli Stati membri appartenenti alle Regioni; uno *Stakeholders Group* (SG) con ruolo consultivo aperto a tutti gli operatori e le associazioni interessati ai lavori delle Regioni.

<sup>11</sup> *Single European platform for long term transmission rights, Day Ahead Market Coupling Implementation, Intraday, Flow based for day ahead allocation in highly meshed grid.*

di essi (relativi ai vari orizzonti temporali sopra citati), è stata definita una *cross-regional roadmap* con obiettivi da conseguire entro il 2014.

In particolare, all'Autorità italiana, in collaborazione con quella tedesca (BNetzA), è stato affidato il compito di coordinare le attività relative alla preparazione della *roadmap* per l'implementazione del *day-ahead market coupling* con l'obiettivo finale di raggiungere, entro il 2014, l'accoppiamento (*coupling*) dei mercati del giorno prima a livello europeo.

Realizzare il *coupling* delle Borse elettriche europee richiede l'adozione di procedure e strumenti che permetteranno di definire i prezzi dell'energia elettrica nei diversi sistemi e, contemporaneamente, di indicare gli assegnatari della capacità di trasporto disponibile. Notevoli sono gli sforzi di armonizzazione richiesti: dalle tempistiche di accettazione delle offerte degli operatori, alla gestione di prodotti diversi (offerte orarie o complesse), all'algoritmo di calcolo (sviluppato da alcuni gestori del mercato europei, tra cui il Gestore dei mercati energetici (GME), nell'ambito del progetto *Price Coupling of Regions*), fino alla definizione dei rapporti commerciali tra le diverse Borse e i gestori di rete. Tale spinta all'integrazione dei mercati permetterà, d'altra parte, una gestione più efficiente delle infrastrutture di trasporto esistenti tra i diversi sistemi interconnessi, permettendo di massimizzare l'utilizzo della capacità, così da sfruttare i differenziali di prezzo dell'energia elettrica esistenti su base continentale.

La strategia adottata da ACER per perseguire il suddetto obiettivo consiste nel realizzare inizialmente il *coupling* in un'area composta da paesi i cui mercati si trovano già in avanzato stato di integrazione e poi estendere il modello agli altri paesi. L'area individuata come nucleo iniziale di aggregazione è rappresentata dalla Regione Centro-Ovest (CWE), composta da Belgio, Francia, Germania e Paesi Bassi, che già adotta il *market coupling* tra i rispettivi mercati. Nel percorso che conduce all'obiettivo finale sono stati inseriti degli obiettivi intermedi, il primo dei quali (Progetto NWE) è la realizzazione del *market coupling* nella Regione Nord-Ovest (composta dai paesi della Regione CWE più Gran Bretagna e Scandinavia), inizialmente previsto entro la fine del 2012 e attualmente posticipato a novembre 2013 a causa delle difficoltà riscontrate in fase di implementazione.

L'Autorità ha in particolare contribuito al dibattito, tuttora in corso, relativo alle scelte implementative, anche al fine di

anticipare le esigenze volte a estendere il progetto agli altri Stati membri. Inoltre, ha concentrato le attività della Regione Centro-Sud-Est (CCS, coordinata dall'Autorità italiana e composta da Italia, Austria, Francia, Germania, Slovenia, Grecia e dalla Svizzera quale paese osservatore) sulle aree prioritarie, identificate dal *Target Model* dove particolare attenzione è dedicata al *coupling* del mercato del giorno prima con i paesi confinanti.

L'integrazione della Regione CSE avverrà entro il 2014, così come previsto dalla *roadmap* elaborata dai TSO e dai gestori del mercato (PXs) della Regione e condivisa con i regolatori. Il completamento del processo di integrazione richiederà all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico di apportare per tempo modifiche alla disciplina di settore. Altro importante obiettivo raggiunto dalla Regione CSE, nel solco dell'armonizzazione delle regole di allocazione con la Regione CWE, è quello dello svolgimento delle procedure d'asta per l'allocazione esplicita della capacità di trasporto transfrontaliera. Ciò avviene su base annuale, mensile e giornaliera attraverso la società CASC (*Capacity Allocation Service Company*) già dalla fine del mese di marzo 2011. A partire da giugno 2012, l'allocazione esplicita della capacità tramite CASC si è arricchita di due sessioni d'asta sulla frontiera nord italiana, a valle della chiusura del mercato del giorno prima, al fine di consentire la partecipazione al mercato infragiornaliero italiano.

#### Iniziative regionali gas

Nel 2012 le iniziative regionali gas hanno avviato la prima attività sovra regionale che consiste nell'implementazione volontaria e anticipata (ovvero prima della sua entrata in vigore) del *Network Code on Capacity Allocation Mechanisms* (CAM NC) da parte di gestori di rete e di Autorità di regolazione. La suddetta attività, coordinata a livello europeo dall'Autorità italiana per conto di ACER, comporta lo sviluppo di progetti pilota a livello regionale/bilaterale, che hanno come obiettivo quello di sperimentare l'applicazione delle regole previste dal CAM NC in materia di organizzazione delle aste, definizione di prodotti *bundled* e sviluppo di piattaforme informatiche per l'allocazione della capacità transfrontaliera, prima che le stesse diventino vincolanti. Al fine di favorire uno sviluppo omogeneo dei diversi progetti pilota, ACER ed ENTSO-G, su mandato del Madrid Forum del 22 e 23 Marzo 2012, hanno avviato un'intensa collaborazione che ha portato all'approvazione congiunta della *Roadmap for the early*



*implementation of the Capacity Allocation Mechanisms Network Code*<sup>12</sup>. La *Roadmap* descrive i progetti in corso e definisce una serie di azioni da compiere entro il 2014 per garantire una tempestiva ed efficiente implementazione del summenzionato codice. I progetti pilota sono frutto dell'iniziativa volontaria delle Autorità di regolazione e dei gestori di rete nazionali e rappresentano un banco di prova molto efficace per individuare, da un lato, eventuali modifiche regolatorie e legislative necessarie a livello nazionale per dare attuazione alle disposizioni del suddetto Codice di rete e, dall'altro, per condividere *best practices* e soluzioni regolatorie agli eventuali problemi di attuazione dello stesso.

Oltre a coordinare la suddetta attività, l'Autorità italiana ha continuato a guidare la Regione gas Sud-Sudest (SSE), in collaborazione con il regolatore polacco (che dall'inizio del 2013 ha sostituito il precedente co-leader austriaco). Oltre a Italia e Polonia, la Regione comprende anche Austria, Cipro, Bulgaria, Grecia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria. Il Piano di lavoro triennale (2011-2014) della Regione comprende, tra le altre cose, una sezione dedicata all'implementazione del CAM NC e, in particolare, allo sviluppo di un progetto pilota finalizzato a rendere disponibile, dall'1 aprile 2013, un servizio di allocazione della capacità giornaliera tra il punto di scambio austriaco di Baumgarten e il sistema gas italiano, via Tarvisio, da attuarsi mediante l'utilizzo di una piattaforma comune di prenotazione di capacità gestita da *Prisma European Capacity Platform GmbH*. La società vede la partecipazione di 19 azionisti, costituiti dai principali gestori di rete europei, appartenenti a 7 paesi. Con l'adesione anche di Snam Rete Gas e *Trans Austria Gasleitung GmbH* (TAG) alla costituzione della società, da settembre 2012, anche per l'Italia, a partire dal punto di interconnessione di Tarvisio sono adottate regole di allocazione e modalità operative comuni a quelle del Centro e del Nord Europa. Inoltre, per l'Italia è già oggetto di considerazione l'estensione di tali regole al punto di interconnessione con la Svizzera e con la Slovenia, sempre al fine di garantire una tempestiva di implementazione delle regole comune a quella degli altri mercati principali (per ulteriori informazioni sugli interventi regolatori adottati in tal senso in Italia si veda il Capitolo 3).

Un'altra tematica presente nel Piano di lavoro della Regione SSE è quella legata allo sviluppo delle infrastrutture. In merito, i piani

regionali di investimento (GRIPs) preparati da ENTSO-G relativi al corridoio Sud e al corridoio Centro-Est sono stati presentati e discussi durante la riunione degli *stakeholders* della Regione svoltosi a Vienna il 31 maggio 2012, anche al fine di conoscerne più approfonditamente l'impatto in seno alla Regione stessa (per ulteriori informazioni si veda il Capitolo 3). Sempre nel corso del 2012, si è tenuta a Milano (4-5 dicembre 2012) un'altra riunione tra regolatori e *stakeholders* della Regione in occasione della quale sono state esplorate ulteriormente le aree di lavoro prioritarie per il 2012; in quest'ottica, è stata ribadita l'importanza della *early implementation* del CAM NC, attraverso l'estensione del numero dei progetti e dunque dei punti di interconnessione coinvolti ed è stata identificata, tra le aree di lavoro prioritario, la promozione dell'integrazione dei mercati del gas tra paesi limitrofi della Regione, attraverso la creazione di apposite *trading areas*.

#### Rapporti bilaterali

Accanto alla cooperazione a livello regionale, l'Autorità italiana collabora con le omologhe Autorità europee anche in ambito bilaterale, al fine di facilitare lo scambio di informazioni su tematiche di comune interesse e creare un quadro regolatorio armonizzato in grado di agevolare gli investimenti. A tale fine, nel corso del 2012 e del 2013, i vertici dell'Autorità italiana hanno incontrato i vertici dell'Autorità francese (*Commission de Régulation de l'Energie* - CRE) per approfondire la discussione sui principali temi al centro della scena energetica europea, tra cui: lo sviluppo delle infrastrutture di interconnessione, le iniziative di *market coupling*, la realizzazione di un mercato unico integrato, la tutela dei consumatori, nonché temi più specifici quali i corrispettivi tariffari per il gas in ingresso in Francia (Ollingue), legato al c.d. "controflusso" di gas dal Sud Europa (dall'Italia via Svizzera) verso i maggiori *hub* europei, e le procedure di esenzione relative alle interconnessioni elettriche tra Italia e Francia.

Lo scorso dicembre si è svolto un incontro tra i vertici dell'Autorità italiana e quelli dell'Autorità tedesca (BNetzA). Tale occasione è stata utile non solo per discutere le problematiche comuni ai due paesi, come la definizione di un modello di mercato in grado di far fronte al significativo sviluppo delle fonti rinnovabili, ma anche per approfondire la conoscenza del ruolo istituzionale dei

<sup>12</sup> Disponibile al seguente link: [http://www.acer.europa.eu/Gas/Regional\\_%20Initiatives/CAM\\_Roadmap/Pages/default.aspx](http://www.acer.europa.eu/Gas/Regional_%20Initiatives/CAM_Roadmap/Pages/default.aspx)

due regolatori all'interno dei rispettivi paesi e il contributo dato nell'attuazione della Strategia energetica nazionale.

Infine, nel marzo 2013, un incontro con i vertici dell'Autorità svizzera ha portato alla firma di una dichiarazione congiunta dei due regolatori in merito a una nuova linea elettrica di interconnessione

tra Italia e Svizzera (*merchant line Greenconnector*).

I rapporti tra i due paesi sono finalizzati alla promozione dell'integrazione dei mercati elettrici, con particolare riferimento all'iniziativa europea di *market coupling* e agli scambi di energia di bilanciamento.

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

Nell'anno trascorso l'Autorità ha accresciuto il proprio impegno a livello internazionale, al fine di rafforzare le attività di cooperazione multilaterale e bilaterale, esportare il proprio modello di regolazione e promuovere quadri regolatori sempre più omogenei e armonizzati, anche in aree esterne all'Unione europea. La regione dei Balcani e il bacino del Mediterraneo rappresentano aree di primaria importanza per l'attività dell'Autorità, considerando il crescente interesse sia per i nuovi investimenti in infrastrutture energetiche già in corso, sia per quelli previsti per i prossimi anni e che richiedono un adeguato e stabile quadro regolatorio di riferimento.

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

Anche nel 2012 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-Est Europa (EnCT)<sup>13</sup>, attraverso la partecipazione diretta e continuativa dei propri rappresentanti alle riunioni dell'*Energy*

*Community Regulatory Board* (ECRB) e dei suoi gruppi di lavoro (*Electricity Working Group*, *Gas Working Group* e *Customer Working Group*), nonché ai *forum* sull'energia elettrica (Grecia) e sul gas (Slovenia), che hanno lo scopo di condividere le decisioni prese a livello istituzionale con gli *stakeholders* del settore e guidare il processo. L'Autorità italiana, rappresentata ai più alti livelli, ha partecipato a quattro riunioni plenarie ECRB, durante le quali sono stati discussi e approvati i documenti elaborati dai gruppi di lavoro. Si rileva in particolare l'adozione di una Strategia energetica dell'*Energy Community* da parte del *Ministerial Council*, in occasione della riunione del 18 ottobre 2012<sup>14</sup>, che propone come obiettivi generali la creazione di un mercato energetico regionale, competitivo e integrato, l'attrazione di investimenti in reti di trasmissione elettrica, in reti di trasporto gas e di generazione elettrica, e l'incremento dei livelli di sicurezza e di sostenibilità degli approvvigionamenti energetici. La Strategia energetica prevede inoltre la predisposizione, entro giugno 2013, di una lista di Progetti d'interesse dell'*Energy Community*.

<sup>13</sup> La finalità generale dell'EnCT è la creazione di un contesto regolatorio di carattere macroregionale, stabile e armonizzato, nella prospettiva di una completa implementazione dell'*acquis* comunitario in materia energetica, della creazione di un mercato energetico regionale e della sua integrazione nel mercato interno dell'Unione europea. A tale fine l'EnCT individua tra gli obiettivi principali: attrarre investimenti, facilitare gli scambi di energia, aumentare la concorrenza tra gli operatori e la sicurezza degli approvvigionamenti energetici. Le istituzioni previste dal Trattato sono: *Ministerial Council* (MC), *Permanent High Level Group* (PHLG) - entrambi organismi di carattere governativo - ed *Energy Community Regulatory Board* (ECRB). Quest'ultimo riunisce in particolare i rappresentanti delle nove Autorità di regolazione dei paesi firmatari dell'EnCT (*Contracting Parties*), della Commissione europea (nel ruolo di Vicepresidente) e dei paesi dell'Unione europea aderenti all'EnCT (*Participants*) che sono a oggi tredici, fra cui l'Italia. Compito principale del *Board* è fornire pareri e raccomandazioni agli *stakeholders* e alle istituzioni politiche del Trattato su aspetti relativi al quadro regolatorio e su altre questioni afferenti a esso. Inoltre l'ECRB assolve a un ruolo di riferimento per la regolazione nel mercato energetico dei Balcani.

<sup>14</sup> La Strategia energetica regionale è disponibile al link: <http://www.energy-community.org/pls/portal/does/1810178.PDF>



Prosegue inoltre il monitoraggio da parte del Segretariato dell'*Energy Community*, che ha sede a Vienna, sui paesi contraenti il Trattato EnCT, in merito allo stato di implementazione degli obblighi contenuti nel Terzo pacchetto energia<sup>15</sup>. A tal proposito, i paesi della Regione si sono impegnati a trasporre nei propri ordinamenti nazionali le *Linee guida* e i Codici di rete per i settori elettrico e del gas naturale, che saranno adottati dall'Unione europea. Per quanto riguarda il settore elettrico, l'*Electricity Working Group*, presieduto dal regolatore serbo in collaborazione con l'associazione dei TSO europei di settore ENTSO-E, sta implementando le attività previste dal Piano d'azione regionale per l'apertura dei mercati all'ingrosso nella Regione, già approvato nel 2011. Tale Piano fornisce un quadro generale per l'integrazione dei mercati elettrici, affidandone l'implementazione ai singoli paesi membri che dovranno elaborare Piani d'azione locali; inoltre lo stesso Piano mira alla creazione sia di una piattaforma unica di aste implicite giornaliere, mensili e annuali, sia di un dispositivo armonizzato di bilanciamento in forma compatibile col modello europeo. In corso d'anno sono stati registrati importanti progressi per la creazione di un Ufficio unico d'aste per l'Ottava Regione<sup>16</sup>, dopo che i dieci operatori del sistema di trasmissione<sup>17</sup> coinvolti hanno firmato un *memorandum* d'intesa per la costituzione di una società a capitale equamente ripartito, con sede in Montenegro, che avrà lo scopo di istituire l'Ufficio d'aste unico (*South-East Europe Coordinated Auction Office - SEE CAO*), con il supporto di istituzioni finanziarie internazionali. Il 13 giugno 2012 a Bečići (Montenegro), dieci operatori di trasmissione hanno firmato lo statuto della società<sup>18</sup> incaricata di creare, entro il 2013, il SEE CAO, alla presenza del Ministro dell'economia del Montenegro e di rappresentanti della Commissione europea e delle Autorità di

regolazione della Regione, tra cui anche l'Autorità italiana. Tra i benefici attesi, il SEE CAO permetterebbe di incrementare il livello di armonizzazione dei mercati della Regione, di semplificare la gestione da parte dei partecipanti al mercato e di migliorare la trasparenza dei prezzi.

Per quanto riguarda il settore gas, il *Gas Working Group*, copresieduto dall'Autorità e dal regolatore croato, ha finalizzato il documento *Gas Transmission Balancing in the Energy Community*, approvato nel corso della 23ª riunione ECRB del 27 marzo 2013. Il documento esamina le differenze tra i sistemi di bilanciamento dei *Contracting Parties*, in relazione ai requisiti stabiliti sia dal Terzo pacchetto energia, sia dalle FG di ACER e dalle NC di ENTSO-G. Infine il *Customer Working Group*, presieduto dal regolatore bosniaco, è stato impegnato in molteplici attività, tra le quali:

- l'organizzazione di un *workshop* congiunto CEER-ECRB su la tutela e la formazione dei consumatori in un mercato liberalizzato (per esempio strumenti di confronto prezzi, monitoraggio delle pratiche commerciali scorrette, procedure alternative per la risoluzione delle controversie e *customer satisfaction*);
- la realizzazione di un rapporto su prezzi e tariffazione nella trasmissione e nella distribuzione elettrica e gas, incentrato sull'analisi dei *drivers*;
- i rapporti su *Small Customers' Electricity Generation and Grid Connection*.

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

Nell'anno appena trascorso l'Autorità ha mantenuto il suo

<sup>15</sup> L'estensione all'*Energy Community* degli obblighi del Terzo pacchetto energia è stata decisa dal *Ministerial Council* in occasione della riunione del 6 ottobre 2011, con decisione D/2011/02/MC-EnC *Decision on the implementation of Directive 2009/72/EC, Directive 2009/73/EC, Regulation (EC) No 714/2009 and Regulation (EC) No 715/2009 and amending Articles 11 and 59 of the Energy Community Treaty*.

<sup>16</sup> Per ottemperare agli obblighi del Trattato istitutivo dell'*Energy Community* relativi all'implementazione del Secondo pacchetto energia dell'Unione europea, e in particolare al regolamento (CE) 1228/2003 che disciplina le condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri di elettricità, il Consiglio dei ministri, con decisione 2008/02/MC-EnC, ha stabilito la creazione dell'Ottava Regione sul modello delle Iniziative regionali europee. Questo fatto mira a istituire una procedura comune tra le nove parti contraenti del Trattato e alcuni Stati europei confinanti, per la gestione delle congestioni e per l'allocazione della capacità di trasmissione transfrontaliera. L'Ottava Regione, come indicato nella decisione del Consiglio dei ministri, sarà governata attraverso il *Board* dei regolatori dell'*Energy Community* e include i territori di Austria, Bulgaria, Grecia, Italia, Romania, Slovenia.

<sup>17</sup> Si tratta degli operatori CGES (Montenegro), ELES (Slovenia), ADMIE TSO (Grecia), HEP-OPS (Croazia), KOSTI (Kosovo), MEPSO (ex Repubblica Jugoslava di Macedonia), NOS BiH (Bosnia Erzegovina), OST (Albania), Transelectrica (Romania), Teias (Turchia).

<sup>18</sup> La *Project Team Company* per la creazione dell'Ufficio d'aste unico dell'Ottava Regione è lo strumento che dieci TSO dell'Ottava Regione (Albania, Bosnia Erzegovina, Croazia, Grecia, Kosovo, Macedonia, Montenegro, Romania, Slovenia e Turchia) hanno deciso di utilizzare per implementare gli obblighi derivanti dal regolamento (CE) 1228/2003; questi richiedono l'istituzione di un meccanismo unico a livello regionale per il coordinamento della gestione delle congestioni e per l'allocazione della capacità di trasmissione transfrontaliera. La base giuridica che i TSO si sono dati per la futura istituzione è un *memorandum* d'intesa aperto alla partecipazione anche di altri TSO oltre a quelli attualmente firmatari. Terna non ha ancora firmato tale *memorandum*.

impegno internazionale nel bacino del Mediterraneo attraverso MEDREG<sup>19</sup> di cui è fondatrice e promotrice. Durante l'ultima Assemblea Generale, all'Autorità italiana (che ospita il Segretariato permanente di MEDREG presso la sua sede di Milano) è stata affidata la Vicepresidenza tecnica permanente dell'Associazione. MEDREG è oggi istituzione di riferimento per la regolazione energetica nel bacino del Mediterraneo e si pone tra gli obiettivi il supporto allo sviluppo e all'integrazione dei mercati energetici, propedeutico alla creazione della comunità energetica del Mediterraneo entro il 2020. L'Autorità ha coordinato con successo il primo contratto di servizio firmato da MEDREG e dalla Commissione europea il 20 dicembre 2007 e attualmente supporta il Segretariato nella gestione del secondo contratto, che terminerà a fine 2013. È attualmente in fase di negoziazione un nuovo contratto di finanziamento per il periodo 2013-2016 (circa 3 milioni di euro). MEDREG<sup>20</sup> opera attraverso l'Assemblea Generale, lo *Steering Committee*, il Segretariato permanente, quattro *Ad hoc Groups* (AG) e tre *Task Force* (TF). Durante il 2012 l'Autorità ha assunto la presidenza della *Task Force* consumatori. Le principali attività svolte in corso d'anno hanno riguardato:

- gli aspetti istituzionali (INS AG), un report sulla metodologia di risoluzione delle controversie e la revisione dello studio di *benchmarking* condotto già nel 2008 sulle competenze dei regolatori nel Mediterraneo;
- l'energia elettrica (ELE AG), un report sui fabbisogni di investimenti in infrastrutture di interconnessione per

l'integrazione del mercato elettrico nel Mediterraneo e un *benchmark* sulla qualità del servizio di fornitura per le reti di distribuzione;

- il gas naturale (GAS AG), uno studio sulle infrastrutture e il livello di interconnessione tra i paesi membri, finalizzato alla sicurezza degli approvvigionamenti nell'area, uno studio sulla trasparenza dei mercati e un report sulle *Linee guida* per l'accesso di terzi alle infrastrutture;
- le fonti rinnovabili (RES AG), alcuni studi sulla valutazione dei meccanismi di integrazione dell'utilizzo di fonti di energia rinnovabile nei sistemi elettrici delle aree insulari e sull'incertezza regolatoria derivante dal cambiamento tecnologico, nell'ambito dell'attività del gruppo di lavoro virtuale ICER;
- la protezione dei consumatori (TF CUS), due report sui temi delle bollette e della formazione dei consumatori.

Infine, attraverso apposite *Task Force*, MEDREG collabora anche ad alcuni progetti internazionali. In particolare, nell'ambito del progetto IMME<sup>21</sup> ha organizzato il secondo seminario tematico dal titolo *The third party access to networks and the common rules for the networks use for the establishment of a regional integrated market* a Rabat, mentre nell'ambito ICER (vedi oltre) ha avviato i lavori in supporto alla preparazione del prossimo *Energy World Forum*<sup>22</sup>, che avrà luogo a Istanbul nel 2015.

A livello istituzionale MEDREG vanta un rapporto consolidato con la Commissione europea e con il Parlamento europeo e

<sup>19</sup> MEDREG, nato come gruppo di lavoro nel 2006, si è costituito a novembre 2007 come Associazione di diritto italiano senza scopo di lucro, con sede in Italia. I membri dell'Associazione sono i rappresentanti dei regolatori (Autorità o ministeri competenti) di venti paesi del Mediterraneo: Albania, Algeria, Autorità palestinese, Bosnia Erzegovina, Cipro, Croazia, Egitto, Francia, Giordania, Grecia, Israele, Italia, Malta, Marocco, Montenegro, Portogallo, Slovenia, Spagna, Tunisia e Turchia. MEDREG è stato fondato con lo scopo preciso di promuovere l'elaborazione di proposte per l'armonizzazione regolatoria e lo sviluppo dei mercati dell'energia elettrica e del gas nel Mediterraneo. Gli strumenti principali, utilizzati dai membri, per realizzare il suddetto obiettivo sono: lo scambio di esperienze e informazioni, il rafforzamento della cooperazione fra regolatori, la promozione di attività di formazione in tema di regolazione.

<sup>20</sup> Dal punto di vista operativo, gli organismi di MEDREG sono:

- l'Assemblea generale, che si riunisce ogni sei mesi e alla quale spettano, tra le altre cose, tutte le decisioni finali relative alle attività scientifiche di MEDREG e all'attivazione di nuove collaborazioni;
- lo *Steering Committee*, formato dal Presidente, dai due Vicepresidenti e dai quattro *Chairmen* dei gruppi di lavoro di MEDREG, con funzioni di coordinamento delle attività e di preparazione dei lavori dell'Assemblea Generale (che si riunisce circa quattro volte l'anno principalmente tramite *coll conference*);
- i quattro gruppi di lavoro *ad hoc* (AGs) permanenti che si riuniscono almeno due volte l'anno. Questi sono impegnati nell'analisi dei mercati energetici dell'area (dal punto di vista istituzionale e tecnico) e nella predisposizione di documenti contenenti proposte per facilitare le attività di investimento e l'integrazione dei mercati del bacino del Mediterraneo;
- *Task Force* create *ad hoc* dai gruppi di lavoro o dall'Assemblea Generale per seguire tematiche di particolare rilevanza (quali IMME, i consumatori e ICER).

<sup>21</sup> Il progetto IMME (*Integration of Electricity Markets of Maghreb Countries*) è stato avviato con la firma, il 20 giugno 2010, della *Dichiarazione di Algeri*, tra i Ministri dell'energia di Algeria, Marocco e Tunisia, alla presenza del Commissario europeo per l'Energia Günther Oettinger. La Dichiarazione ministeriale di Algeri conferma l'obiettivo comune d'integrazione dei mercati elettrici dei tre paesi firmatari e definisce un Piano d'azione per l'integrazione dei mercati elettrici nel periodo 2010-2015; il progetto rientra nel quadro del più ampio processo d'integrazione dei mercati elettrici maghrebini, lanciato dal Protocollo di Roma del 2003 e finanziato dalla Commissione europea attraverso progetti di assistenza tecnica.

<sup>22</sup> *World Energy Forum*, forum mondiale dei regolatori dell'energia.



collabora, fin dalla sua realizzazione, con il CEER, con il quale condivide obiettivi comuni. Le attività di MEDREG e CEER si inseriscono nell'ambito della promozione, da parte delle istituzioni comunitarie, di una politica estera dell'energia. A tale proposito il CEER, all'interno di uno dei suoi gruppi di lavoro, l'*International Strategy Group*, ha previsto l'approfondimento di tematiche relative alla regolazione nel Mediterraneo attraverso una più stretta collaborazione con MEDREG, in particolare ha lavorato per l'elaborazione di un rapporto relativo ai possibili ostacoli e alle opportunità del processo di convergenza dei quadri regolatori nei paesi membri.

MEDREG sta consolidando il suo network internazionale ampliando le sue collaborazioni istituzionali<sup>23</sup>, in particolare con PAM (*Parliamentary Assembly of the Mediterranean*), MED-TSO (*Mediterranean Transmission System Operators*) di cui è stato promotore, BERS, FSR (*Florence School of Regulation*), OME (*Observatoire Méditerranéen de l'Énergie*), RES4MED (*Renewable Energy Solution for the Mediterranean*), DESERTEC (un progetto di sviluppo delle energie rinnovabili basato sulla raccolta di energia sostenibile dai siti in cui le fonti rinnovabili sono, ciascuna per la propria natura, maggiormente disponibili), MEDGRID, BEI (Banca europea per gli Investimenti), INFRAMED (Fondo di investimenti per le infrastrutture promosso da Cassa depositi e prestiti, EFG Hermes, BEI).

Nell'anno appena trascorso, l'Autorità ha infine partecipato attivamente ai lavori dell'Unione europea per il Mediterraneo, creata nel 2008 dai capi di Stato e di governo di 43 paesi. Tra i suoi progetti principali essa annovera il Piano solare per il Mediterraneo, con l'obiettivo di promuovere la generazione, entro il 2020, di 20 GW da fonti rinnovabili, provenienti da impianti eolici e solari lungo la sponda suborientale del Mediterraneo.

#### Rapporti bilaterali

L'Autorità promuove la diffusione della cultura regolatoria nazionale ed europea sul piano bilaterale, attraverso incontri, accordi di cooperazione e riunioni di collaborazione con i regolatori nazionali, i governi e le imprese di paesi europei ed extra europei interessati a conoscere il modello italiano di

regolazione energetica. La finalità principale dei rapporti bilaterali è lo scambio di informazioni ed esperienze, volto a migliorare l'attività di regolazione e a favorire nuovi investimenti, tutelando i consumatori finali. Lo sviluppo di tali rapporti ha anche contribuito a rafforzare le relazioni internazionali dell'Autorità e a promuovere il ruolo dei regolatori dell'energia per creare quadri nazionali certi e stabili di regole a sostegno degli investimenti in infrastrutture energetiche. Durante l'anno trascorso, i principali contatti dell'Autorità italiana sono stati con:

- Albania. Nel quadro dell'accordo di cooperazione siglato nel 2007 tra i due regolatori, si sono svolte due riunioni, una nel mese di maggio 2012 a Tirana dedicata al tema delle metodologie tariffarie nel settore elettrico; l'altra, nel mese di luglio 2012 a Roma, in cui è stato firmato un *memorandum* di cooperazione tra l'Autorità e il regolatore albanese ERE, con l'obiettivo di stimolare il funzionamento efficiente del mercato elettrico e del gas a livello regionale e bilaterale, anche in considerazione dell'adeguamento della regolazione albanese alle più recenti direttive europee. Il *memorandum* prevede una collaborazione bilaterale sui temi legati allo svolgimento delle rispettive funzioni istituzionali, con lo scambio e la condivisione delle migliori esperienze relativamente al settore elettrico, incluse le rinnovabili, e al settore del gas. Particolare attenzione sarà dedicata alle attività di regolazione volte allo sviluppo delle infrastrutture, anche di trasporto, alla stabilizzazione dei prezzi per favorire nuovi investimenti, alle modalità di allocazione della capacità in un'ottica di mercato balcanico integrato in quello dell'Unione europea a partire dall'Italia, e all'apertura del mercato *retail*. Le attività di collaborazione svolte hanno dato un importante contributo alla decisione del regolatore albanese del dicembre 2012 di liberalizzare l'attività di vendita di energia elettrica che permette ai piccoli produttori, fra cui diversi italiani, di vendere tutta o parte dell'energia prodotta in Albania (quasi interamente idroelettrica) anche a soggetti diversi dal monopolista nazionale KESH, con modalità e prezzi scelti dal fornitore. L'Autorità ha inoltre partecipato al Tavolo di collaborazione su tematiche energetiche organizzato dall'Ambasciata d'Italia a Tirana, che riunisce un importante

<sup>23</sup> Ministero degli esteri italiano, DESERTEC, ENAGAS (TSO spagnolo), Energy Charter, GRT - Gaz (TSO francese), Medelec, Med-Grid, OME, Sonelgas (TSO algerino), STEG (TSO tunisino), Terna (TSO italiano), UNECE (*United Nations Economic Commission for Europe*) e Unione per il Mediterraneo (UPM), MED-TSO (Associazione dei TSO del Mediterraneo).

gruppo di imprese italiane presenti in Albania, operanti a vario titolo nel settore delle energie rinnovabili;

- Egitto. L'Autorità ha ospitato una delegazione dell'Agenzia egiziana di regolazione per l'elettricità e la protezione del consumatore (EgyptEra), nell'ambito di un viaggio di formazione finanziato dalla Commissione europea (Servizio per la cooperazione internazionale *Europe-Aid*), per affrontare temi quali l'apertura del mercato al dettaglio, la tutela dei clienti vulnerabili e gli strumenti di comunicazione a sostegno dei consumatori;
- Serbia. L'Autorità e l'Agenzia di regolazione dell'energia della Repubblica di Serbia (AERS) a giugno 2012 hanno firmato a Milano un *memorandum* di cooperazione, per rafforzare la collaborazione multilaterale (ECRB) e bilaterale (settore elettrico e gas). Tale *memorandum*, inoltre, si inserisce nell'ambito dell'accordo tra il Ministero dello sviluppo economico italiano e il Ministero delle infrastrutture e dell'energia serbo del 25 ottobre 2011, che aggiorna l'intesa del 2009 per importare energia verde in Italia in funzione dell'obiettivo europeo del 17% delle fonti rinnovabili entro il 2020;
- Turchia. Nel quadro dei rapporti di cooperazione instaurati con l'Autorità di regolazione turca (EMRA), su richiesta del Ministero dell'economia, l'Autorità ha ospitato una delegazione in visita in Italia per la presentazione dei meccanismi di formazione dei prezzi nei mercati dell'elettricità e del gas naturale nel nostro Paese. L'Autorità ha inoltre accettato l'incarico, da parte della Commissione europea, di organizzare una missione tecnica presso il Ministero turco dell'energia e delle risorse naturali, nel quadro del programma TAIEX<sup>24</sup>, finalizzata a trasferire al ministero, a EMRA e all'operatore di trasmissione elettrica turco (TEIAS) informazioni sul funzionamento del mercato elettrico all'ingrosso in Italia, sul processo d'integrazione col mercato unico europeo e sull'organizzazione del mercato elettrico, finalizzata alla creazione di una Borsa elettrica;
- Ucraina. A ottobre 2012 si è concluso con una cerimonia ufficiale il progetto di gemellaggio finanziato dal programma comunitario *European Neighbourhood Policy Instrument*

(ENPI), con la finalità di rafforzare la capacità di regolazione, da parte del NERC, nel settore del gas naturale e di potenziare e rendere maggiormente efficiente l'utilizzo delle infrastrutture di trasporto e stoccaggio ucraine. I regolatori partner del consorzio di cui è stata a capo l'Autorità sono stati ANRE (Romania), HEO (Ungheria) e RAE (Grecia);

- Uruguay. Nel mese di settembre 2012 l'Autorità ha ospitato una delegazione del Ministero dell'industria e dell'energia dell'Uruguay, presentando le politiche europee di promozione dell'efficienza energetica, di diversificazione del mix energetico, di tutela degli interessi del consumatore e di promozione della concorrenza.
- Vietnam. Nel mese di giugno 2012 l'Autorità ha ospitato una delegazione del Vietnam, composta da rappresentanti del Ministero dell'industria e del commercio, del regolatore e di operatori del settore elettrico, per approfondire l'esperienza italiana in termini di *smart metering* e *smart grids* in stretto collegamento con le implementazioni delle rinnovabili.

#### International Confederation of Energy Regulators

Nel 2012 l'Autorità ha continuato a contribuire alle attività di cooperazione internazionale tra regolatori nel quadro dell'ICER, creata nel 2009 con lo scopo di rafforzare la collaborazione, il coordinamento e la cooperazione internazionale nel settore dell'energia fra associazioni regionali di regolatori<sup>25</sup>. La Presidenza di ICER è affidata al CEER e le attività sono state organizzate in quattro gruppi di lavoro c.d. "virtuali" (*Virtual Working Groups - VWG*) che nel periodo 2009-2012 hanno affrontato i seguenti temi: l'affidabilità e la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, il ruolo dei regolatori nella risposta al cambiamento climatico, la competitività e la tutela dei consumatori vulnerabili e lo scambio di *best practices* sulla regolazione, la formazione, lo studio e la ricerca. I risultati dei lavori sono stati presentati al V Forum dei regolatori dell'energia tenutosi a Quebec City nel maggio 2012, dove è avvenuta anche la premiazione dell'ICER *Distinguished Scholar Award*, il premio che con cadenza triennale

<sup>24</sup> Il programma della Commissione europea *Technical Assistance and Information Exchange* (TAIEX) mira a fornire assistenza tecnica ai paesi candidati o potenzialmente candidati all'adesione all'Unione europea.

<sup>25</sup> AFUR (*African Forum for Utility Regulators*), ARIAE (*Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía*), CAMPUT (*Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals*), CEER (*Council of European Energy Regulators*), EAPIRF (*East Asia and Pacific Infrastructure Regulatory Forum*), ERRA (*Energy Regulators Regional Association*), MEDREG (*Association of Mediterranean Regulators for Electricity and Gas*), NARUC (*National Association of Regulatory Utility Commissioners*), OOCUR (*Organization of Caribbean Utility Regulators*), RERA (*Regional Electricity Regulators Association*), SAFIR (*South Asian Forum for Infrastructure Regulation*).



ICER attribuisce a un *paper* che fornisce un contributo innovativo sui temi della regolazione energetica, attribuito all'Autorità italiana per la regolazione delle *smart grids*. Per il triennio 2013-2015, ICER lavorerà sui temi dell'apertura dei mercati e dell'integrazione regionale, del cambiamento tecnologico, della protezione dei consumatori e delle *best practices* regolatorie.

Nel corso del 2012 ICER ha siglato un *Memorandum of Understanding* con BERS per la fornitura di assistenza tecnica e regolatoria nei suoi progetti di intervento e uno con GO-15 (*Very Large Power Grid Operators*), l'associazione mondiale dei principali operatori di rete sui temi della promozione degli investimenti e del cambiamento tecnologico.

#### OCSE - NER

La *Regulatory Policy Committee* (RPC), il comitato dei rappresentanti dei Paesi OCSE che si occupa delle tematiche di *better regulation* e riforma della Pubblica Amministrazione, nel novembre 2011, ha valutato l'opportunità di creare una rete sovranazionale fra i regolatori dei principali settori economici e infrastrutturali (per esempio l'energia, le telecomunicazioni,

i trasporti e i servizi idrici integrati) al fine di promuovere la diffusione delle migliori pratiche normative e gli scambi di informazioni tra le istituzioni di regolazione che promuovono l'apertura del mercato e la tutela dei consumatori.

La prima riunione della rete dei regolatori economici *Network of Economic Regulators* (NER), promossa attivamente dall'Autorità italiana, ha avuto luogo il 10 aprile 2012, presso la sede dell'OCSE a Parigi. L'incontro, cui hanno partecipato rappresentanti dei regolatori di diversi settori (energia, acqua, telecomunicazioni, trasporti e ferroviario, elettronica) e giurisdizioni (Australia, Canada, Italia, Francia, Germania, Norvegia e UK), ha permesso di focalizzare, nei requisiti principali di *governance* delle istituzioni di regolazione e nello sviluppo degli strumenti di *better regulation* per la definizione di una *world class regulator*, la missione principale del network.

Il NER si è riunito nuovamente a Parigi, presso la sede dell'OCSE, a novembre 2012 in parallelo con incontri RPC, ampliando la platea dei paesi rappresentati (Giappone, Messico, Cile, Brasile, Argentina, Turchia, USA), così da valutare le opportunità di istituzionalizzare il NER quale struttura di supporto del RPC sino a dicembre 2014. L'Autorità italiana svolge il ruolo di *special rapporteur* NER all'RPC.

---

# Evoluzione della legislazione italiana

---

Una delle novità più rilevanti nell'ambito della legislazione energetica, realizzate nel periodo aprile 2012 – aprile 2013, è rappresentata dall'emanazione del decreto legge 15 marzo 2012, n. 21, convertito con modificazioni nella legge 11 maggio 2012, n. 56, recante *Norme in materia di poteri speciali sugli assetti societari nei settori della difesa e della sicurezza nazionale, nonché per le attività di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni*. Con tale provvedimento l'Italia si è uniformata, in materia di *golden share*, alla disciplina giuridica dell'Unione europea, attribuendo all'esecutivo poteri di intervento per tutelare gli interessi legittimi, essenziali e strategici del Paese.

In particolare, il provvedimento, in caso di minaccia effettiva di grave pregiudizio per gli interessi essenziali della difesa e della sicurezza, prevede che possano essere esercitati tre poteri speciali:

- imposizione di specifiche condizioni relative alla sicurezza degli approvvigionamenti, alla sicurezza delle informazioni, ai trasferimenti tecnologici, al controllo delle esportazioni nel caso di acquisto, a qualsiasi titolo, di partecipazioni in imprese che svolgono attività di rilevanza strategica per il sistema di difesa e sicurezza nazionale;
- veto all'adozione di deliberi dell'assemblea o degli organi di amministrazione di un'impresa, aventi a oggetto la fusione o la scissione della società, il trasferimento dell'azienda

o di rami di essa o di società controllate, il trasferimento all'estero della sede sociale, il mutamento dell'oggetto sociale, lo scioglimento della società, le cessioni di diritti reali o di utilizzo relative a beni materiali o immateriali, oppure l'assunzione di vincoli che ne condizionino l'impiego;

- opposizione all'acquisto, a qualsiasi titolo, di partecipazioni in un'impresa che svolga attività di rilevanza strategica per il sistema di difesa e sicurezza nazionale da parte di un soggetto diverso dallo Stato italiano, enti pubblici italiani o soggetti da questi controllati, qualora l'acquirente venga a detenere, direttamente o indirettamente, anche attraverso acquisizioni successive, per interposta persona o tramite soggetti altrimenti collegati, un livello della partecipazione al capitale con diritto di voto in grado di compromettere, nel caso specifico, gli interessi della difesa e della sicurezza nazionale.

A completamento del provvedimento citato, nel mese di marzo 2013 è stato predisposto uno *Schema di decreto del Presidente della Repubblica* che individua i settori strategici per il sistema energetico nazionale, ossia: la rete nazionale di trasporto del gas naturale e le relative stazioni di compressione e centri di dispacciamento, la rete costituita dai gasdotti ricadenti in mare, i gasdotti di importazione e di esportazione e le relative linee collegate, i gasdotti interregionali, i gasdotti collegati agli stoccaggi, le infrastrutture di approvvigionamento di gas da

Stati non appartenenti all'Unione europea, la Rete nazionale di trasmissione dell'energia elettrica e i relativi impianti di controllo e dispacciamento.

Nell'agosto 2012 è stata poi approvata definitivamente la legge 7 agosto 2012, n. 134, di conversione con modificazioni del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, recante *Misure urgenti per la crescita del Paese*, che contiene numerose disposizioni in materia di energia e alcuni nuovi compiti per l'Autorità.

Nell'ambito delle misure adottate con l'intento di favorire la mobilità mediante veicoli a basse emissioni, si prevede infatti che il Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, formuli indicazioni all'Autorità, in materia di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica. Tra gli aspetti oggetto di indicazioni: (i) la determinazione di tariffe che incentivino l'uso dei veicoli a basse emissioni nella fase di *start up* e nei primi cinque anni; (ii) il riconoscimento e il recupero dei costi; (iii) l'eventuale differenziazione del regime tariffario tra servizio domestico e servizio pubblico o collettivo; (iv) l'eventuale correlazione tra meccanismi tariffari per la ricarica dei veicoli elettrici; l'agevolazione del maggior consumo nel caso in cui l'approvvigionamento elettrico sia effettuato e contabilizzato separatamente dagli altri usi (articolo 7-*novies*).

Inoltre, al fine di garantire una maggiore efficienza delle infrastrutture energetiche nazionali e di contenere gli oneri indiretti dovuti alla crescita delle fonti rinnovabili non programmabili, l'Autorità è tenuta a definire le modalità per la selezione e per la remunerazione dei servizi di flessibilità assicurati dagli impianti di produzione abilitati, in base alle diverse offerte formulate dagli impianti stessi, senza maggiori oneri per prezzi e tariffe dell'energia elettrica (art. 34).

Il provvedimento dispone altresì la semplificazione delle attività di realizzazione di infrastrutture energetiche e di liberalizzazioni nel mercato del gas naturale. Vengono così introdotte modalità per l'allocazione dei servizi di stoccaggio attraverso procedure concorrenziali, ovvero con le procedure di allocazione vigenti. Le maggiori entrate, rispetto alla remunerazione tariffaria dei servizi di modulazione relativi ai clienti civili, sono destinate dall'Autorità alla riduzione delle tariffe di distribuzione, mentre quelle relative all'offerta degli altri tipi di servizi di stoccaggio sono destinate alla riduzione della tariffa di trasporto.

Viene inoltre previsto che l'Autorità adegui il sistema delle tariffe

di trasporto del gas naturale secondo criteri che rendano più flessibile ed economico il servizio di trasporto a vantaggio dei soggetti a maggiore consumo di gas naturale. Infine, si stabilisce che il Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità, determini i limiti massimi per l'attribuzione delle capacità di stoccaggio non destinate ai clienti civili, nonché le modalità per l'utilizzo delle capacità di stoccaggio e di punta esistenti da parte di tutti gli utenti ai fini della sicurezza del sistema e fino alla realizzazione di nuova capacità (art. 38).

Il successivo art. 38-*bis*, nell'individuare gli impianti di energia elettrica necessari per far fronte a situazioni di emergenza, prevede che l'Autorità determini le modalità di dispacciamento di tali impianti, nonché le modalità per il riconoscimento dei costi sostenuti per i medesimi impianti in ciascun anno termico, quali oneri generali per la sicurezza del sistema del gas naturale. Si dispone infine che l'Autorità provveda alla rideterminazione degli oneri generali di sistema, tenendo conto della definizione di impresa a forte consumo di energia, nonché all'adozione dei provvedimenti necessari a garantire che la componente tariffaria compensativa riconosciuta ai clienti finali di energia elettrica, destinatari dei regimi tariffari speciali successivamente al loro passaggio al libero mercato dell'energia elettrica, non risulti inferiore a quella che sarebbe stata riconosciuta in caso di permanenza sul mercato vincolato (art. 39).

Un altro intervento normativo di rilievo per i settori di competenza dell'Autorità è rappresentato dal decreto legge 18 ottobre 2012, n. 179, recante *Ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese*, convertito con modificazioni nella legge 13 dicembre 2012, n. 221, dove, all'art. 34, comma 1, si proroga di tre anni il servizio di interrompibilità per la sicurezza del sistema elettrico nazionale nelle isole maggiori, prevedendo che l'Autorità aggiorni le condizioni del servizio per il nuovo triennio, nel rispetto della disponibilità del servizio anche tramite procedure concorrenziali organizzate mensilmente. Il comma 2 del medesimo articolo dispone poi che le somme ancora da restituire alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), in attuazione di alcune decisioni della Commissione europea in merito ad aiuti di Stato erogati con regimi tariffari speciali per l'energia elettrica e versate dalla stessa CCSE all'entrata del Bilancio dello Stato, siano destinate a interventi del Governo a favore dello sviluppo e dell'occupazione nelle regioni ove hanno sede le attività produttive oggetto della restituzione.



Il comma 18 interviene inoltre sulla durata delle concessioni di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo, prevedendo che esse abbiano una durata non superiore a trenta anni, prorogabile non più di una volta e per dieci anni.

Il comma 29 sostituisce infine la disposizione contenuta nel *Testo unico ambientale* (decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152), relativo alla determinazione della tariffa base del servizio idrico integrato, stabilendo che il soggetto competente alla redazione del Piano economico-finanziario predispone la tariffa base e la trasmette all'Autorità per l'approvazione.

A seguito degli eventi sismici del 20 e del 29 maggio 2012, che hanno interessato il territorio delle province di Bologna, Modena, Ferrara, Mantova, Reggio Emilia e Rovigo, è stato emanato il decreto legge 6 giugno 2012, n. 74, convertito con modificazioni nella legge 1 agosto 2012, n. 122. Con tale provvedimento si è dettata un'articolata disciplina delle misure urgenti a favore delle popolazioni colpite dal terremoto, nonché norme per gli interventi di ricostruzione e per la ripresa delle attività economiche.

In particolare, l'art. 8 prevede che l'Autorità introduca con propri provvedimenti norme per la sospensione temporanea dei termini di pagamento delle fatture relative alla fornitura di energia elettrica, gas naturale e acqua emesse o da emettere, anche ai clienti del mercato libero, per le utenze situate nei comuni danneggiati dagli eventi sismici. L'Autorità è tenuta altresì a definire le modalità di rateizzazione delle fatture i cui pagamenti sono stati sospesi e a introdurre agevolazioni, anche di natura tariffaria, individuando le modalità per la copertura delle agevolazioni stesse attraverso specifiche componenti tariffarie, facendo ricorso, se opportuno, a strumenti di tipo perequativo.

Successivamente, il decreto legge 10 ottobre 2012, n. 174, recante *Disposizioni urgenti in materia di finanza e funzionamento degli enti territoriali, nonché ulteriori disposizioni in favore delle zone terremotate nel maggio 2012*, convertito con modificazioni nella legge 7 dicembre 2012, n. 213, ha esteso l'applicabilità delle disposizioni di cui al citato decreto legge n. 74/12 anche ai comuni di Ferrara, Mantova e Motteggiana (MN).

Tra gli altri interventi normativi adottati nel corso dell'anno, si segnalano il decreto interministeriale 5 luglio 2012, che definisce i nuovi incentivi per l'energia fotovoltaica (Quinto conto energia), e il decreto interministeriale 6 luglio 2012 per le fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche (idroelettrico, geotermico, eolico, biomasse, biogas). Le nuove disposizioni del Quinto conto energia,

applicabili agli impianti entrati in esercizio dopo il 27 agosto 2012, dispongono che:

- gli incentivi si basano sul meccanismo della tariffa onnicomprensiva (le agevolazioni riguardano solo l'energia immessa in rete, mentre quella prodotta per autoconsumo beneficia di una tariffa premio);
- il valore della tariffa varia a seconda dell'ubicazione dell'impianto e dell'entità produttrice dell'impianto;
- l'accesso all'incentivazione è automatico solo per taluni impianti (prevalentemente quelli con potenza non superiore a 12 kW e quelli con potenza fino a 50 kW, se realizzati su edifici in sostituzione delle coperture di eternit e di amianto);
- il meccanismo di incentivazione cessa decorsi trenta giorni dalla data in cui si raggiungerà il costo indicativo, cumulato degli incentivi, di 6,7 miliardi/anno.

Vale inoltre evidenziare il decreto ministeriale 28 dicembre 2012 (Conto termico), che si pone l'obiettivo di dare impulso alla produzione di energia termica da fonti rinnovabili (riscaldamento da biomassa, pompe di calore, solare termico e *solar cooling*) e di accelerare i progetti di riqualificazione energetica degli edifici pubblici. Riguardo le fonti rinnovabili termiche, il nuovo sistema intende promuovere interventi di piccole dimensioni, per usi domestici e per piccole aziende, comprese le serre, che sinora non erano stati oggetto di politiche di sostegno. L'incentivo garantirà il 40% dell'investimento e sarà erogato in due anni (cinque anni i più onerosi).

Infine, il 14 marzo 2013, il Ministro dello sviluppo economico, delle infrastrutture e dei trasporti Corrado Passera e il Ministro dell'ambiente Corrado Clini hanno approvato tramite apposito decreto interministeriale il documento contenente la Strategia Energetica Nazionale (SEN), a seguito di un ampio processo di consultazione pubblica, avviata a metà ottobre 2012 con l'approvazione in Consiglio dei ministri del documento di proposta e proseguita con il confronto fino a dicembre di tutte le istituzioni rilevanti (Parlamento, Autorità per l'Energia e Antitrust, Conferenza Unificata, Cnel, Commissione Europea) e di associazioni di categoria, parti sociali e sindacali, associazioni ambientaliste e di consumatori, enti di ricerca e centri studi.

Le azioni proposte nella SEN – che ha un doppio orizzonte temporale di riferimento: 2020 e 2050 – tracciano un percorso



che consenta al contempo di migliorare fortemente gli standard ambientali e di decarbonizzazione e di rafforzare la sicurezza di approvvigionamento, grazie ai consistenti investimenti attesi nel settore. Per il raggiungimento di questi risultati la SEN si articola in sette priorità con specifiche misure concrete a supporto avviate o in corso di definizione:

- la promozione dell'efficienza energetica;
- la promozione di un mercato del gas competitivo integrato con l'Europa, con prezzi a essa allineati e con l'opportunità di diventare il principale *hub sud*-europeo;
- lo sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili contenendo al contempo l'onere in bolletta;
- lo sviluppo di un mercato elettrico pienamente integrato con quello europeo, efficiente (con prezzi competitivi con l'Europa) e con la graduale integrazione della produzione rinnovabile;
- la ristrutturazione del settore della raffinazione e della rete di

distribuzione dei carburanti, verso un assetto più sostenibile e con livelli europei di competitività e di qualità del servizio;

- lo sviluppo sostenibile della produzione nazionale di idrocarburi, con importanti benefici economici e di occupazione e nel rispetto dei più elevati standard internazionali in termini di sicurezza e tutela ambientale;
- la modernizzazione del sistema di *governance* del settore, con l'obiettivo di rendere più efficaci e più efficienti i processi decisionali.

In aggiunta a queste priorità, soprattutto in ottica di più lungo periodo, il documento enfatizza l'importanza e propone azioni d'intervento per le attività di ricerca e di sviluppo tecnologico, funzionali in particolare allo sviluppo dell'efficienza energetica, delle fonti rinnovabili e all'uso sostenibile di combustibili fossili. Sulla SEN l'Autorità ha fornito un proprio contributo al Governo (vedi *infra*).

# Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni

## Segnalazioni

*Segnalazione dell'11 ottobre 2012 sullo stato e sulle criticità dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale. Proposte per lo sviluppo concorrenziale dei mercati dell'energia elettrica e del gas e per la tutela dei consumatori.*

Con la segnalazione 11 ottobre 2012, 410/2012/I/com, l'Autorità, ai sensi dell'art. 3, comma 10-ter, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito nella legge 28 gennaio 2009, n. 2, ha svolto una ricognizione sul funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e del gas, evidenziando le maggiori criticità che li caratterizzano. Nella stessa segnalazione, l'Autorità, ai sensi dell'art. 47 della legge 23 luglio 2009, n. 99, recante *Disciplina del procedimento d'adozione della legge annuale per il mercato e la concorrenza*, ha quindi formulato alcune proposte in vista dello sviluppo concorrenziale dei suddetti mercati e per la tutela dei consumatori.

Con riferimento al mercato all'ingrosso del gas, l'Autorità ha indicato l'esigenza di sviluppare strumenti innovativi per la sicurezza degli approvvigionamenti, per esempio nella forma di un sistema assicurativo contro i rischi di prezzo e di volume, che consenta di correlare i costi di fornitura quanto più possibile ai prezzi di mercato. Ulteriori elementi che potrebbero, ad avviso dell'Autorità, contribuire all'incremento del livello di concorrenzialità nel mercato sono l'allocazione della capacità di stoccaggio, con l'adozione di meccanismi di mercato in coerenza con quanto previsto dal regolamento (CE) 715/2009, e il completo

superamento degli attuali criteri di allocazione, basati su vincoli di destinazione d'uso, che le recenti evoluzioni normative hanno solo parzialmente rimosso.

Riguardo al servizio di trasporto, l'Autorità ha rilevato che l'istituzione di un solo operatore a livello nazionale, che agisca come interfaccia unica e indipendente per l'accesso e l'erogazione del servizio di trasporto, permetterebbe di superare le inefficienze e di ridurre gli oneri amministrativi legati all'attuale presenza di più operatori.

Con riferimento al mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, l'Autorità ha osservato il costante e progressivo ridimensionamento del potere di mercato dei principali operatori, specie nell'Italia peninsulare; ancora piuttosto elevato, invece, il grado di concentrazione dell'offerta nelle due isole maggiori (Sicilia e Sardegna); ciò ha reso necessari interventi da parte sia dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato sia dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nonché interventi di carattere strutturale, consistenti nell'aumento della capacità di interconnessione.

L'Autorità ha altresì rilevato come, in diversi ambiti geografici, l'insufficiente capacità di trasmissione non consenta agli investimenti effettuati in nuova capacità di generazione di dispiegare pienamente i propri effetti pro-concorrenziali. Inoltre, l'Autorità ha segnalato l'opportunità di abrogare le disposizioni normative che prevedono l'introduzione del meccanismo di formazione dei prezzi *pay-os-bid*, basato sui prezzi offerti dagli

operatori, e la necessità di una razionalizzazione delle procedure autorizzative alla costruzione e all'esercizio di nuovi impianti di generazione con tempistiche certe, in modo da promuovere la partecipazione al mercato della capacità di nuovi investitori, con evidenti benefici in termini di corretta localizzazione della capacità produttiva e di riduzione delle barriere d'ingresso al mercato.

In relazione ai mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas, l'Autorità ha indicato la necessità che, con la completa liberalizzazione dei mercati stessi, siano adottate misure in grado di garantire, allo stesso tempo, lo sviluppo della concorrenza e la tutela dei consumatori. In quest'ottica, è stata sottolineata la rilevanza della recente disciplina in materia di contratti non richiesti. Inoltre, in relazione al miglioramento dei flussi informativi tra gli operatori, è stata evidenziata la fondamentale importanza, in vista dello *switching* da un fornitore all'altro, del Sistema informativo integrato (SI)<sup>26</sup>.

L'Autorità ha poi rappresentato come l'identificazione di un soggetto in grado di garantire la continuità della fornitura ai clienti rimasti senza fornitore sia un elemento rilevante per la tutela diretta del consumatore e per il contenimento dei rischi dell'attività dei venditori nel mercato libero.

Per quanto riguarda infine lo sviluppo delle fonti rinnovabili, l'Autorità ha segnalato la rilevanza dell'auspicata piena integrazione degli impianti da fonte rinnovabile nel sistema elettrico complessivo, affinché venga recuperata la compatibilità delle fonti rinnovabili con il sistema e siano garantite la sicurezza e la funzionalità del sistema medesimo. Tali obiettivi possono, ad avviso dell'Autorità, essere conseguiti attraverso lo sviluppo delle infrastrutture di rete e mediante il miglioramento delle modalità di dispacciamento. Sotto il primo profilo, oltre alla realizzazione di nuove infrastrutture, si è sottolineata in particolare l'esigenza di adeguare quelle esistenti, per consentire il passaggio da un servizio "passivo" delle reti (prevalentemente indirizzato al consumo) a uno "attivo" (prevalentemente indirizzato alla produzione e alla gestione dei carichi). Lo sviluppo delle *smart grids* potrebbe infatti contribuire, in prospettiva, a un più efficace sfruttamento delle fonti rinnovabili, nonché allo sviluppo di un innovativo sistema di dispacciamento.

#### Segnalazione del 26 ottobre 2012 su alcune disposizioni del disegno di legge di stabilità 2013 – AC 5534-bis

Con la segnalazione 26 ottobre 2012, 446/2012/I, l'Autorità ha svolto alcune considerazioni in merito alla compatibilità delle disposizioni del disegno di legge recante *Disposizioni per la formazione del Bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge di stabilità 2013)* (AC 5534-bis) con il quadro normativo comunitario e con quello nazionale.

In particolare, l'Autorità ha rilevato alcuni profili di criticità dell'art. 12, comma 35, del succitato disegno di legge, che prevede trasferimenti di risorse finanziarie in favore di altri organismi indipendenti, a valere sulle entrate del Bilancio dell'Autorità stessa. L'Autorità infatti ritiene che tale previsione si ponga in contrasto sia con i principi di separazione delle dotazioni finanziarie e di autonomia di esecuzione del Bilancio stabiliti dalle direttive comunitarie 2009/72/CE e 2009/73/CE, sia con i principi e i criteri contenuti nell'art. 17 della legge 4 giugno 2010, n. 96, che pone un vincolo di destinazione al contributo degli esercenti il servizio di pubblica utilità nei settori energetici.

#### Segnalazione dell'8 novembre 2012 sull'assetto dei mercati energetici a seguito del recepimento delle direttive europee del Terzo pacchetto energia

Con la segnalazione 8 novembre 2012, 461/2012/I/com, l'Autorità ha sottoposto al Governo e, per opportuna conoscenza, al Parlamento, alcune modifiche normative da apportare al testo del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, di recepimento delle direttive del Terzo pacchetto energia.

In particolare, l'Autorità ha evidenziato l'opportunità di adottare taluni interventi integrativi e correttivi del citato decreto legislativo n. 93/11 finalizzati a:

- perfezionare, adeguandolo, l'allineamento del quadro normativo italiano a quello europeo, per evitare, da un lato, ritardi e criticità nel processo di integrazione con conseguenti rischi di ulteriori costi per il nostro sistema, e per definire,

<sup>26</sup> Per un'illustrazione dettagliata si rinvia alla *Relazione Annuale 2012*, pagg. 112 e 113, Volume II, e al Capitolo 2.



dall'altro, una disciplina completa di regole che aggancino l'Italia ai migliori standard internazionali;

- accrescere le garanzie di buon funzionamento dei mercati nazionali e le opportunità di un'effettiva concorrenza;
- migliorare l'attuale modello di *governance* dei settori

dell'energia elettrica e del gas, con l'obiettivo di una più chiara attribuzione di competenze, specializzazione dei ruoli e ripartizione delle responsabilità, nonché del rafforzamento del ruolo terzo e indipendente della regolazione settoriale in linea con la normativa europea.

## Pareri e proposte al Governo

### Pareri

In data 26 gennaio 2012, con il parere 12/2012//gas, l'Autorità si è espressa favorevolmente in merito a un aggiornamento del Piano di realizzazione di nuova capacità di stoccaggio presentato dalla società Eni, in applicazione delle disposizioni del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, e in particolare dell'art. 5, comma 4, che prevede misure per la maggior concorrenzialità nel mercato del gas naturale.

In data 1 marzo 2012, l'Autorità ha poi rilasciato parere favorevole al Ministero dell'economia e delle finanze in merito allo schema di decreto ministeriale recante modalità e termini per i versamenti, da parte della CCSE, delle somme destinate all'entrata del Bilancio dello Stato, per gli anni 2008, 2009 e 2010, secondo quanto previsto dalle leggi 30 dicembre 2004, n. 311, e 23 dicembre 2005, n. 266. L'art. 1, comma 298, della citata legge n. 311/04 prevede infatti che sia assicurato al Bilancio dello Stato un gettito annuo pari a 100 milioni di euro, attraverso il versamento di una quota pari al 70% degli importi derivanti dall'applicazione dell'aliquota della componente della tariffa elettrica, di cui alla legge 24 dicembre 2003, n. 368, in materia di raccolta, smaltimento e stoccaggio dei rifiuti radioattivi, nonché di una ulteriore quota che assicuri il predetto gettito a valere sulle entrate derivanti dalla componente tariffaria A<sub>2</sub>. Successivamente, l'art. 1, comma 493, della legge n. 266/05, in aggiunta alla precedente disposizione, ha stabilito che, a decorrere dall'anno 2006, sia versata una quota degli introiti della componente tariffaria A<sub>2</sub> sul prezzo dell'energia elettrica, pari a 35 milioni di euro.

In data 1 marzo 2012, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico, in relazione allo schema di decreto 15 febbraio 2012 che ha dettato disposizioni per il rimborso, entro il 31 luglio 2012, delle partite economiche relative agli oneri non recuperabili del settore dell'energia elettrica, per la società Iren. Tale schema di decreto ha previsto che i predetti oneri fossero rimborsati utilizzando la disponibilità del conto oneri *stranded cost*.

Il 15 marzo 2012 l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico in merito alle proposte di modifica urgente al *Testo integrato della disciplina del mercato elettrico*, al regolamento del mercato del gas e al regolamento della piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale, che vertono sia sul rinvio alle disposizioni tecniche di funzionamento dei tempi di liquidazione e di fatturazione dei corrispettivi applicati dal GME per i mercati e le piattaforme organizzate e gestite dal medesimo gestore, sia sull'abbassamento dei requisiti di *rating* per la prestazione di garanzie al GME ai fini della partecipazione al mercato elettrico e al mercato del gas naturale. In data 8 maggio 2012, l'Autorità, ai sensi dell'art. 24, comma 5, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, ha espresso parere con osservazioni in merito allo schema di decreto per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili diverse da quella solare, trasmesso dal Ministero dello sviluppo economico con la nota del 13 aprile 2012.

Con provvedimento del 18 maggio 2012, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dello sviluppo economico parere positivo in relazione



alla procedura proposta dal Gestore dei servizi energetici (GSE) per la certificazione della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, ai fini della comunicazione in bolletta delle fonti di approvvigionamento dell'energia elettrica venduta, a condizione che il valore unitario dei corrispettivi da riconoscere al GSE sia, al più, posto pari a 2,5 c€/MWh per ogni transazione.

In data 24 maggio 2012, l'Autorità, ai sensi dell'art. 15, del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, ha espresso parere favorevole allo schema di decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, trasmesso dal Ministero dello sviluppo economico, contenente i criteri, le condizioni e le modalità cui deve conformarsi la società Snam per adottare il modello di separazione proprietaria della gestione della rete nazionale di trasporto del gas e assicurare la piena terzietà della medesima società nei confronti di imprese verticalmente integrate, operanti nella produzione e nella fornitura di gas naturale e di energia elettrica. In data 6 dicembre 2012, l'Autorità ha espresso parere favorevole, ai sensi dell'art. 37, comma 3, del decreto legislativo n. 93/11, allo schema di decreto del Ministro dello sviluppo economico, recante *Modalità e criteri per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2013*.

Il 13 dicembre 2012, l'Autorità ha rilasciato parere positivo, al Ministero dello sviluppo economico, in relazione alla procedura proposta dal GSE per la certificazione della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, raccomandando la previsione dell'emissione di garanzie d'origine in acconto in relazione alla producibilità dell'anno, eventualmente previa verifica di congruità da parte dello stesso GSE riguardo alle produzioni a consuntivo dei mesi e degli anni precedenti. Ciò nell'ottica di consentire alle imprese di vendita di fornire ai propri clienti finali le informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica, come previsto dall'art. 1, comma 5, del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante *Misure urgenti per l'attuazione*

*di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia*, convertito con modificazioni, nella legge 3 agosto 2007, n. 125.

Infine, in data 28 dicembre 2012, l'Autorità ha espresso al Ministero dello sviluppo economico parere positivo sulla lista di unità termoelettriche essenziali per la sicurezza del sistema gas. Contestualmente, l'Autorità ha approvato una disciplina di prima attuazione delle modalità per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da dette unità essenziali e delle modalità per il riconoscimento dei costi sostenuti per le medesime per il periodo 1 gennaio – 31 luglio 2013.

---

#### Proposta

---

In data 13 dicembre 2012, l'Autorità ha formulato al Ministero dello sviluppo economico, ai sensi della legge n. 99/09, una proposta di modifica delle modalità di aggiornamento del Costo evitato di combustibile (CEC) nell'ambito del meccanismo CIP6. Più nel dettaglio, la proposta dell'Autorità ha previsto che:

- la componente convenzionale relativa al valore della materia prima gas naturale (CEC gas) sia calcolata sulla base del valore del gas scambiato ai fini del bilanciamento, ossia del prezzo di sbilanciamento come definito nella delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11;
- la componente convenzionale relativa ai costi di trasporto (CEC trasp) sia rivista al netto della quota relativa ai corrispettivi di trasporto in entrata nella rete gas e ai corrispettivi variabili applicati ai volumi immessi;
- la componente relativa al margine di commercializzazione all'ingrosso (CEC com) sia espunta, in quanto già inclusa nella componente convenzionale relativa al valore della componente materia prima gas naturale.

## Audizioni presso il Parlamento

L'Autorità ha anche proposto che, ai soli fini della determinazione dei valori in acconto, la componente CEC gas sia calcolata sulla base dei prezzi dei prodotti gas a termine in consegna nel trimestre di riferimento, mentre il conguaglio resti fissato al prezzo di sbilanciamento verificatosi a consuntivo.

**Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee che abroga la decisione 1354/2006/CE (COM (2011) 658)**

Nell'audizione del 28 marzo 2012, presso la Commissione industria, commercio e turismo del Senato della Repubblica, in merito alla proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee (vedi *supra*), l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni, rappresentando che l'aspetto più rilevante di detta proposta di regolamento appare la definizione di una nuova *governance* per l'identificazione e la realizzazione dei progetti infrastrutturali ritenuti strategici (c.d. "di interesse comune"), nonché per l'attribuzione dei relativi costi ai diversi paesi interessati. Peraltro, in relazione al positivo quadro di regole delineato nella proposta di regolamento, l'Autorità ha indicato tre punti potenzialmente critici su cui focalizzare l'attenzione:

- le modalità di identificazione dei PIC;
- la previsione di tempistiche molto strette per l'espletamento di alcuni adempimenti e la contestuale previsione di poteri sostitutivi in capo a soggetti terzi;
- l'impatto che il regolamento potrà avere sulle scelte nazionali di regolazione.

In conclusione, l'Autorità ha ritenuto che ogni strategia energetica dovrà concentrarsi sullo sviluppo e l'interoperabilità delle infrastrutture con gli altri paesi europei ed extraeuropei; quindi, la proposta di regolamento rappresenta lo strumento cardine per promuovere e valorizzare tale processo di ampliamento delle infrastrutture transeuropee.

**Ulteriore contributo sulla Strategia energetica nazionale**

Nell'audizione del 19 aprile 2012, presso la X Commissione industria, commercio e turismo del Senato, nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sulla SEN, l'Autorità ha illustrato alcune considerazioni in merito agli effetti dello sviluppo delle fonti rinnovabili su domanda e offerta nel mercato elettrico, nonché all'aggiornamento delle condizioni economiche per il servizio di maggior tutela del 30 marzo 2012.

L'Autorità ha rimarcato come, soprattutto oggi, sia centrale che la politica energetica coniughi gli obiettivi di sostenibilità ambientale, come declinati per il nostro Paese, con gli impegni assunti a livello europeo per l'orizzonte 2020 e per gli anni successivi a tale data. In particolare, l'Autorità ha auspicato che venga intrapresa quanto prima nel settore dell'energia una programmazione delle politiche pubbliche che, rispettosa dei meccanismi di mercato, possa promuovere la nascita e supportare lo sviluppo di una *green economy* per il nostro Paese. La transizione verso un sistema energetico ambientalmente sostenibile potrebbe, tra l'altro, rappresentare una formidabile occasione di crescita complessiva dell'economia, facendo leva sulle esistenti aree di eccellenza dell'Italia e preparandone di nuove per il futuro.

L'Autorità ha altresì sottolineato che raggiungere obiettivi ancor più sfidanti oltre l'orizzonte 2020 non sarà possibile se non



attraverso l'utilizzo di una nuova generazione di impianti da fonti rinnovabili, in grado di competere ad armi pari con quelli da fonti tradizionali, anche se determinante, in questo confronto, è naturalmente il costo futuro del petrolio.

L'Autorità ha rilevato che, per il raggiungimento dell'obiettivo vincolante al 2020 per le fonti rinnovabili, è possibile agire su quattro fronti:

- aumentare i consumi di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili;
- aumentare i consumi di calore prodotto da fonti rinnovabili;
- aumentare l'utilizzo di biocarburanti;
- ridurre i consumi finali totali di energia primaria.

Con riferimento a queste quattro leve di intervento, si è evidenziato come l'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di calore sia molto più efficiente - in termini di rendimento medio - dell'utilizzo per la produzione di energia elettrica. Pertanto, l'Autorità ha auspicato tali usi, almeno nei limiti del potenziale disponibile. Inoltre, si è sottolineato come oggi, sebbene l'efficienza energetica presenti numerosi vantaggi relativi rispetto alle altre tre leve di intervento, l'assenza - nell'ambito delle politiche clima-energia dell'Unione europea - di un obiettivo specifico vincolante a essa dedicato penalizzi questo tipo di misure.

Infine, in questa transizione verso una economia a basso contenuto di carbonio, l'Autorità, nel rispetto delle competenze di Parlamento e Governo, si è proposta per la definizione degli strumenti tecnici ed economici ritenuti più utili al buon funzionamento dei mercati energetici e all'integrazione delle fonti rinnovabili.

#### Mobilità elettrica

Nell'audizione del 3 maggio 2012, presso la Commissione ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera, l'Autorità ha offerto il proprio contributo in merito al disegno di legge recante *Norme per lo sviluppo degli spazi verdi urbani*, per la parte relativa alle disposizioni in materia di veicoli elettrici. L'Autorità ha ritenuto opportuno fornire al legislatore un quadro aggiornato sullo stato e sulle prospettive di evoluzione della mobilità elettrica, anche alla luce dei progressi tecnologici nel frattempo intervenuti, delle sperimentazioni effettuate non solo

in altri paesi ma altresì avviate in Italia dall'Autorità stessa, anche in considerazione della specifica rilevanza europea del tema, nell'ambito degli obiettivi del Pacchetto energia clima 20-20-20. In primo luogo, l'Autorità ha sottolineato che l'attenzione va rivolta verso la diffusione dei veicoli elettrici di nuova concezione, sui quali si concentrano gli investimenti dei primari costruttori europei e mondiali di automobili e di veicoli commerciali.

In secondo luogo, ha segnalato che la ricarica rapida (15-30 minuti, con tecnologia sia in corrente continua sia in corrente alternata, disponibili anche contemporaneamente presso gli apparati più avanzati) è già oggi una realtà.

Inoltre, ha sottolineato che il costo degli apparati di ricarica rapida è in forte diminuzione, grazie all'ottimizzazione progettuale e produttiva intervenuta nell'ultimo anno.

Infine, per quanto concerne la ricarica diffusa, ha segnalato che sono in corso sperimentazioni di sistemi di ricarica di tipo *wireless* a bassa potenza, basati sulla tecnologia dell'induzione in risonanza magnetica, che potrebbero diffondersi rapidamente grazie all'enorme vantaggio costituito non soltanto dalla mancanza di cavi di collegamento tra punto di ricarica e veicolo, ma soprattutto perché detti sistemi più difficilmente possono essere oggetto di atti vandalici rispetto alle "colonnine" oggi presenti nelle nostre città, essendo interrati nel manto stradale. Le evoluzioni tecnologiche in divenire potrebbero dunque essere tali da rendere rapidamente obsolete le scelte compiute dal legislatore.

Pertanto, l'Autorità ha evidenziato l'opportunità, soprattutto nella fase attuale, di selezionare soluzioni in grado di reggere il passo dell'evoluzione tecnologica e comunque dotate di adeguata flessibilità. In quest'ottica, l'Autorità ha rilevato che ogni intervento normativo in materia dovrebbe ispirarsi alla logica della *sunset rule*, espressione con cui si è soliti indicare normative che già recano in sé termini o tempistiche per una loro revisione.

Alla luce di tali considerazioni, l'Autorità ha quindi sottolineato l'opportunità di introdurre all'interno della normativa elementi di flessibilità e gradualità: ciò specie qualora il legislatore intendesse dare impulso immediato al c.d. "modello distributore", prefigurato dal disegno di legge, modello che prevede che lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica venga svolto dall'impresa distributrice di energia elettrica nella propria area di concessione.



#### Ulteriore contributo sulla mobilità elettrica

Nell'audizione del 7 giugno 2012, presso la Commissione ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera, al fine di fornire un'esauriente risposta ai diversi quesiti posti nel corso della precedente audizione del 9 maggio 2012, l'Autorità ha illustrato una memoria complementare, integrativa delle risposte orali già fornite dai componenti dell'Autorità.

Tale memoria è stata articolata in due parti distinte:

- nella prima sono state fornite specifiche informazioni in merito alle modalità di selezione, al numero e alla distribuzione geografica dei progetti pilota, con particolare riferimento alla ripartizione per modello di organizzazione industriale dell'infrastruttura di ricarica;
- nella seconda è stato offerto un focus su due tra le più avanzate esperienze europee in materia di mobilità elettrica, da cui è possibile anche trarre qualche spunto per lo sviluppo della mobilità elettrica in Italia.

#### Indagine conoscitiva sulle determinanti della dinamica del sistema dei prezzi e delle tariffe, sull'attività dei pubblici poteri e sulle ricadute sui cittadini consumatori

Nell'audizione del 17 ottobre 2012 presso la Commissione straordinaria del Senato per la verifica dell'andamento generale dei prezzi al consumo e per il controllo della trasparenza dei mercati, relativa all'indagine conoscitiva sulla determinanti della dinamica del sistema dei prezzi e delle tariffe, sull'attività dei pubblici poteri e sulle ricadute sui cittadini consumatori, l'Autorità ha presentato una memoria volta a offrire un ulteriore contributo ai lavori della Commissione stessa.

L'Autorità ha descritto i prezzi relativamente alle diverse fasi:

- mercati all'ingrosso. I prezzi sono liberi e le contrattazioni (tra produttori o importatori e grossisti o clienti) avvengono essenzialmente tramite contratti bilaterali o, nel caso dell'energia elettrica, anche attraverso mercati regolati (c.d. "Borsa elettrica");
- servizi regolati. Le tariffe sono determinate dall'Autorità e comprendono tutte le attività connesse con monopoli naturali infrastrutturali, quali la trasmissione, la distribuzione, nonché

i corrispettivi per il servizio di dispacciamento e, nel caso del gas, attività regolate quali la rigassificazione e lo stoccaggio; anche i livelli minimi di qualità tecnica di tali servizi sono fissati e regolati dall'Autorità;

- mercati *retail* o al dettaglio. I prezzi sono liberi ma sussiste ancora l'obbligo, per i venditori, di offrire ai consumatori anche le condizioni economiche di riferimento definite e aggiornate dall'Autorità, che regola pure gli standard contrattuali minimi che i venditori debbono assicurare ai clienti.

Quindi, l'Autorità ha riportato nella memoria alcuni confronti tra i prezzi dell'energia elettrica e del gas praticati in Italia e quelli registrati in Europa. I confronti sono effettuati per valori sia al netto sia al lordo delle imposte. Il riferimento è stato operato all'anno 2011 e alle variazioni rispetto all'anno precedente.

Per quanto riguarda l'energia elettrica, i prezzi finali italiani per i clienti domestici sono risultati più bassi delle medie europee per i clienti più piccoli (consumi fino a 2.500 kWh/a) e più elevati per il resto dei clienti (oltre 2.500 kWh/a). Tenuto conto della distribuzione dei consumi delle famiglie italiane, è stato pertanto stimato che la maggior parte delle stesse paga per l'elettricità prezzi più bassi o al più in linea con la media europea.

Con riferimento ai prezzi industriali, invece, è risultato che le imprese italiane hanno pagato prezzi per l'energia elettrica più elevati della media europea per tutte le classi di consumo. I prezzi italiani al netto delle imposte sono risultati superiori a quelli medi europei per tutte le classi di consumo, con differenziali compresi tra il 15% e il 27%, mentre al lordo le differenze vanno dal 21% al 33%. I prezzi industriali italiani sono risultati più elevati anche dei principali paesi europei, a eccezione della Germania, che presenta prezzi lordi più elevati per le categorie di consumo a partire da 2.000 MWh/a.

Per quanto attiene, poi, al gas naturale, nel 2011 il prezzo del gas in Italia per i consumatori domestici, al netto delle imposte, si è collocato su livelli sostanzialmente in linea con le medie europee per la classe di consumo più bassa (meno di 525 m<sup>3</sup>) e per quella più elevata (oltre 5.250 m<sup>3</sup>), mentre è risultato superiore dell'8% per la classe di consumo intermedia (525-5.250 m<sup>3</sup>). Il prezzo al lordo delle imposte è invece risultato generalmente più elevato per tutte le classi di consumo, con differenziali che vanno dal 9% al 30% rispetto alla media europea. Più articolata la situazione rispetto all'area euro, con differenziali dal -9% per la classe a

minori consumi, al +17% per i grandi clienti domestici.

Con riguardo ai prezzi praticati nel 2011 ai clienti industriali italiani, tali prezzi sono risultati significativamente inferiori alle medie europee, sia al netto sia al lordo delle imposte. Le differenze sono comprese tra il -4% e il -14% al netto delle imposte, tra il -3% e il -19% al lordo delle imposte. In generale, la fiscalità ha migliorato il posizionamento relativo dei consumatori industriali in Italia. In controtendenza è apparsa la classe di consumo più piccola (consumi fino a 26.000 m<sup>3</sup>/a), la quale, benché allineata alla media dell'area euro al netto delle imposte, risulta avere prezzi superiori alle medie europee al lordo delle imposte (oltre +10%).

#### Ulteriore contributo sulla Strategia energetica nazionale

Nell'audizione del 24 ottobre 2012, presso la X Commissione industria, commercio, turismo del Senato, l'Autorità, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulla SEN, ha presentato un ulteriore contributo in materia di *governance* energetica e di attuazione della SEN, per quanto di propria competenza, nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale.

L'Autorità ha così evidenziato che la *governance* dei settori energetici si caratterizza per una accentuata frammentazione di competenze. Da un lato, vi è una ripartizione di competenze su più livelli di governo territoriale; dall'altro, vi è una compresenza di funzioni del Governo – prevalentemente, Ministero dello sviluppo economico e Ministero dell'ambiente – e del regolatore, cui la legge 14 novembre 1985, n. 481, ha attribuito la funzione di regolazione e di controllo dei settori dell'energia. In più, accanto a tali istituzioni, operano anche altri soggetti, competenti per specifici aspetti del settore (in particolare, ENEA, GSE, GME, Acquirente unico, RSE - Ricerca sul sistema energetico), unitamente ai concessionari di alcuni pubblici servizi (trasmissione/trasporto, dispacciamento e distribuzione di energia).

Al riguardo, l'Autorità ha segnalato che la complessità di tale modello di *governance* può costituire un elemento di criticità nell'attuazione di una strategia nazionale di medio-lungo periodo, e per evitare dunque che detto documento rappresenti un mero documento programmatico, è opportuno che venga definito un chiaro percorso attuativo, fornendo indirizzi e *Linee guida*.

Nel rilevare che l'attuazione della SEN potrebbe fornire una risposta concreta al paradigma di funzionamento dei mercati, secondo il quale è necessario rendere il consumatore finale

maggiormente consapevole e attivo, l'Autorità ha svolto alcune considerazioni in merito a tematiche riconducibili alla propria sfera di competenza attuativa.

In relazione all'efficienza energetica, è stato evidenziato come il modello di *governance* del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TIE) rappresenti, sin dall'origine, un esempio di come l'attribuzione all'Autorità delle funzioni di regolazione attuativa, di gestione e monitoraggio del sistema abbia contribuito al conseguimento degli obiettivi definiti dal Governo e dal Parlamento a costi molto contenuti per il Paese.

Relativamente alle fonti rinnovabili, l'Autorità ha ribadito come esse siano un pilastro fondamentale per consentire alla nostra economia uno sviluppo sostenibile, oltre che per ridurre la nostra dipendenza energetica dall'estero, con positivi effetti economici oltre che strategici. È stato peraltro rilevato come occorra evitare che uno sviluppo tumultuoso delle fonti rinnovabili elettriche porti ad abdicare ai principi di efficienza e di corretta attribuzione delle responsabilità, con la conseguente distorta allocazione dei costi indotti sul sistema elettrico.

Riguardo poi al mercato del gas, l'Autorità ha sottolineato come gli obiettivi posti dalla SEN siano ambiziosi, soprattutto se valutati tenendo conto dello svantaggio relativo che oggi – a parità di altre condizioni – il mercato italiano del gas naturale subisce in termini di costi di trasporto, a causa del posizionamento geografico del nostro Paese, "distante" dal baricentro delle Borse (mercati *spot*) del Nord Europa. Da ciò discende l'importanza che, nella definizione della SEN, le c.d. "priorità d'azione" siano organizzate secondo una gerarchia di scelte; gerarchia da costruirsi sulla base di elementi chiari e monitorabili.

Per esempio, l'evoluzione dell'Italia come *hub* del gas – indicata quale una delle principali priorità d'azione – dovrebbe, nella gerarchia delle scelte, trovare una sua collocazione in termini di regole e di assetto infrastrutturale. In sintesi, si tratterebbe di individuare il valore strategico di ciascuna infrastruttura nei riguardi della promozione della concorrenza, della diversificazione delle fonti e della sicurezza degli approvvigionamenti, ordinate per criteri di selettività. L'analisi delle azioni e dei possibili strumenti non può e non deve prescindere da una valutazione sia dei costi infrastrutturali sia dell'impatto sui prezzi del gas per i clienti finali. Per esempio, con riferimento agli investimenti addizionali in infrastrutture di importazione, si dovrebbe tenere conto che oggi la capacità di trasporto esistente non è sempre pienamente



utilizzata e che tale situazione potrebbe protrarsi negli anni, visto che la domanda nazionale potrebbe rimanere stabile nel prossimo decennio. In ogni caso il dimensionamento non è l'unico parametro da considerare ai fini della valutazione delle infrastrutture. Altri elementi da tenere in considerazione sono: le modalità di utilizzo delle infrastrutture, la possibilità di flessibilizzazione della domanda e l'assetto contrattuale di approvvigionamento del gas, anche in considerazione della opportunità di diversificazione dell'offerta, che si affianca all'esigenza di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti.

Per quanto attiene infine al funzionamento del mercato elettrico, l'Autorità ha evidenziato che per sfruttare l'opportunità di esportare energia e servizi di flessibilità, si rendono necessari interventi di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale e regole comuni di investimento. Riguardo la riduzione del costo dell'energia elettrica per le famiglie e le imprese, è stato rilevato che un contributo potrebbe venire dalla riforma del mix per tecnologia/

fonte in atto in Italia e dalla contestuale modifica del parco di generazione di alcuni importanti paesi europei, quali la Germania e la Svizzera. Infine, con riferimento all'integrazione nel mercato elettrico di una quota crescente di fonti rinnovabili, l'Autorità ha osservato che l'iniziativa di identificare le zone critiche ad alta concentrazione di rinnovabili non programmabili e di limitare la potenza incentivabile in tali zone sia corretta e necessaria. Al fine di assicurarne la massima efficacia, tale iniziativa dovrebbe però essere coordinata in termini di scadenze, orizzonti temporali e obiettivi quantitativi con le attività di previsione e pianificazione svolte da Terna nell'ambito del nuovo mercato della capacità produttiva, delineato dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, e dalla deliberazione 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11 (*capacity market*). Senza una coerente pianificazione dello sviluppo della capacità di generazione non programmabile, si rischia infatti di compromettere lo sviluppo coordinato nel lungo termine della capacità di generazione e della Rete di trasmissione nazionale.

---

## Rapporti con le altre istituzioni

---

L'Autorità interagisce e collabora con numerosi soggetti pubblici, con i quali svolge sia funzioni necessarie all'esercizio delle proprie attività istituzionali, così come definite dalla legge istitutiva e tese a diffondere la conoscenza dei settori regolati, sia funzioni di raccolta statistica, tese a minimizzare l'onere che grava sulle imprese regolate.

---

### Guardia di Finanza

---

Al fine di rafforzare e intensificare le attività di controllo e ispezione riguardanti operatori, impianti, processi e servizi dei settori elettrico e gas, l'Autorità si avvale, tra gli altri, della collaborazione della Guardia di Finanza, e in particolare del Nucleo speciale tutela mercati, ai sensi del Protocollo di intesa, adottato nel settembre 2001 e rinnovato ed esteso nel dicembre 2005 (delibera 15 dicembre 2005, n. 273). Per una descrizione puntuale delle attività di vigilanza svolte in collaborazione con la Guardia

di Finanza nell'anno appena trascorso e del loro impatto in termini di seguiti amministrativi, prescrittivi e sanzionatori, si rinvia al Capitolo 5. È continuata inoltre, anche nel 2012, la collaborazione con la Guardia di Finanza in merito alla vigilanza del divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo, di cui alla legge 6 agosto 2008, n. 133 (c.d. *Robin Tax*).

La collaborazione in tale specifico settore è stata assicurata mediante un continuo interscambio di dati e di notizie utili, il supporto diretto di ispettori del Nucleo speciale tutela mercati per lo svolgimento delle analisi di primo e secondo livello, la verifica dei requisiti di cui all'art. 81, comma 16, del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, per alcune società, il continuo aggiornamento dell'anagrafica operatori e dei relativi dati caricati su un apposito portale internet. Per una più puntuale descrizione delle attività svolte si rinvia anche in questo caso al Capitolo 5 sopra citato e alla relazione al Parlamento, in data 24 gennaio 2013, sull'attività di vigilanza svolta nell'anno 2012 in merito



al divieto di traslazione della maggiorazione Ires sui prezzi al consumo (relazione 24 gennaio 2013, 18/2013/l/rht).

#### Cassa conguaglio per il settore elettrico

Fin dalla propria istituzione, l'Autorità vigila, unitamente al Ministero dell'economia e delle finanze, sulla CCSE, ente di diritto pubblico non economico; oltre a coordinare 49 conti di gestione istituiti dall'Autorità, essa esercita attività funzionali agli interessi generali, perseguiti dall'Autorità nel rispetto delle delibere e secondo gli indirizzi dalla medesima disposti, ai sensi del regolamento di organizzazione e funzionamento, approvato con la delibera 21 dicembre 2009, GOP 64/09. La CCSE, assieme a funzioni di istruzione ed esazione tariffaria, e conseguente redistribuzione di natura contributiva e perequativa agli operatori del settore dell'energia elettrica e del gas naturale, svolge attività istruttorie, di controllo, di verifica e di recupero finanziario di carattere coattivo delle componenti tariffarie e degli aiuti di Stato indebitamente percepiti. Per una descrizione puntuale delle attività di vigilanza svolte in collaborazione con la CCSE, si rinvia al Capitolo 6. Nell'ambito di quanto previsto dall'art. 2, comma 142, della legge 24 dicembre 2007, n. 244, che aveva imposto la destinazione degli importi derivanti dalle sanzioni irrogate dall'Autorità e pagate dalle imprese a un Fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori, con la delibera 1 febbraio 2010, GOP 7/10, l'Autorità ha previsto la costituzione di un apposito Conto progetti consumatori presso la CCSE. Mediante tale fondo l'Autorità ha finanziato i progetti delle associazioni di consumatori, iscritte al Consiglio nazionale consumatori e utenti (CNCU), per la formazione e l'aggiornamento del personale preposto alla risoluzione alternativa delle controversie tra imprese elettriche e del gas e consumatori; inoltre, con il medesimo fondo l'Autorità ha erogato alle associazioni di consumatori iscritte al CNCU, previa istruttoria della CCSE sulla documentazione attestante l'avvenuta conciliazione, un rimborso forfetario dei costi di conciliazione, stabilito secondo i parametri previsti dal decreto del Ministero delle attività produttive 2 marzo 2006. Per un dettaglio dei progetti si rinvia al Capitolo 4.

#### ENEA

In attuazione della convenzione approvata con la delibera 11

gennaio 2006, n. 4, rinnovata dalla delibera 26 maggio 2009, GOP 26/09, l'Autorità si è avvalsa dell'ENEA per alcune attività a supporto della valutazione e della certificazione dei risparmi energetici conseguiti dai progetti presentati nell'ambito del meccanismo dei TEE, o certificati bianchi, illustrati meglio nel Capitolo 4. Nello specifico, si tratta di:

- un'attività istruttoria a supporto delle decisioni in merito all'approvazione di proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo, ai sensi dell'art. 6 delle *Linee guida*;
- un'attività di verifica tecnica finalizzata alla quantificazione dei risparmi effettivamente conseguiti in applicazione dei progetti.

#### Università

Anche per l'anno 2012 l'Autorità si è avvalsa di Protocolli di intesa con le università italiane al fine dello svolgimento di attività di interesse comune: il Politecnico di Milano, le Università Cattolica del Sacro Cuore, Bocconi e Statale di Milano, le Università La Sapienza e Tor Vergata di Roma, le Università Federico II e Parthenope di Napoli (Dipartimento per le tecnologie), l'Università di Genova (Dipartimento di macchine, sistemi energetici e trasporti), l'Università di Cassino e l'Università di Udine, il Politecnico di Torino e l'Università di Pavia. Nell'anno di riferimento sono state inoltre attivate le procedure per la definizione di ulteriori tre Protocolli di intesa con l'Università Bicocca di Milano, l'Università degli Studi Roma 3 e l'Università degli Studi di Brescia. L'Autorità si è avvalsa delle competenze specialistiche presenti presso alcune università a supporto della propria attività di regolazione e formazione; al contempo, i dirigenti dell'Autorità hanno svolto un ruolo attivo di formazione accademica.

La collaborazione fra l'Autorità e le università italiane definita dai Protocolli di intesa prevede anche la realizzazione di stage, presso gli Uffici dell'Autorità, per gli studenti che seguono corsi specialistici sui temi dell'energia, nonché l'attivazione di assegni di ricerca sui temi di punta della regolazione energetica. Nel 2012 - a completamento di un master organizzato da uno dei suddetti istituti universitari in materia di tutela della concorrenza e alla regolamentazione nei settori di pubblica utilità, con particolare riferimento, tra l'altro, a quelli dell'elettricità e del gas - è stato attivato un nuovo stage, mentre si è concluso quello avviato

l'anno precedente.

Anche nell'anno di riferimento l'Autorità ha provveduto a finanziare direttamente diversi assegni di ricerca, della durata di un anno ed eventualmente rinnovabili, su tematiche di interesse istituzionale. In particolare sono stati rinnovati quattro assegni e ne sono stati attivati altri tre.

#### Rapporti con altre istituzioni

Anche nel 2012 sono proseguite le collaborazioni fra l'Autorità e altre istituzioni tecniche ed economico-sociali, inquadrata in apposite convenzioni finalizzate a supportare le attività degli Uffici descritte nei capitoli a seguire. In particolare queste riguardano le cooperazioni:

- con il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), sui temi delle connessioni con le reti elettriche, della qualità del servizio, della misura e dell'efficienza energetica (vedi i Capitoli 2 e 4 del Volume II);
- con il Comitato italiano gas (CIG), tramite la delibera 8 novembre 2010, GOP 61/10, sulla scorta del nuovo Protocollo

di intesa l'Autorità ha sottoscritto una collaborazione sui temi inerenti alla sicurezza a valle del punto di fornitura, per lo svolgimento di attività di analisi e procedure di accertamento documentale degli impianti interni di utenza alimentati a gas per mezzo di rete (vedi il Capitolo 3 del Volume II);

- con il CNCU, tramite apposito Protocollo di intesa (delibera 1 aprile 2009, GOP 15/09), sono state avviate attività relative all'informazione dei consumatori, all'educazione al consumo di energia, alla formazione delle associazioni dei consumatori e all'accesso alle forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie (vedi il Capitolo 4 del volume II);
- con l'Associazione nazionale Comuni italiani (ANCI), tramite apposito Protocollo d'intesa (delibera 6 ottobre 2011, GOP 48/11), è stato approvato l'atto integrativo della convenzione di cui alla delibera 2 ottobre 2008, GOP 45/08, al fine di prevedere la copertura dei maggiori oneri connessi con l'ampliamento delle funzionalità del sistema informatico centralizzato, necessario per la gestione dei rapporti tra i Comuni, chiamati ad accogliere le istanze di riconoscimento del bonus elettrico, e le imprese distributrici di energia elettrica, chiamate a erogare il bonus medesimo.

# 2.

## Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica



# Unbundling

## Attività di regolazione

### Modifiche alla normativa in materia di separazione funzionale e contabile

Con la delibera 28 giugno 2012, 266/2012/R/com, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha integrato il procedimento di cui alla delibera 4 agosto 2011, ARG/com 115/11, finalizzato all'adozione dei provvedimenti necessari per l'adeguamento del *Testo integrato unbundling* (TIU) in materia di separazione funzionale dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale e di trasmissione dell'energia elettrica, prevedendo la sua estensione anche al settore dei servizi idrici, nonché l'eventuale semplificazione della normativa sulla stessa materia per i settori elettrico e gas e fissando al 31 dicembre 2013 il nuovo termine per la conclusione del procedimento. Nell'ambito del suddetto procedimento, è stato altresì pubblicato il documento per la consultazione 28 febbraio 2013, 82/2013/R/com, con cui l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti in materia.

Il citato documento per la consultazione ha previsto diverse linee di intervento, in particolare:

- la definizione della composizione delle attività e dei comparti per la separazione del bilancio delle imprese operanti nei

servizi idrici, prevedendo un livello aggiuntivo di separazione contabile, rappresentato dall'Ambito territoriale integrato (ATO) in cui l'impresa opera. Il documento propone inoltre che le regole di separazione contabile per i servizi idrici non differiscano da quelle già previste dalla delibera 18 gennaio 2007, n. 11, per i settori elettrico e gas;

- la revisione delle disposizioni della Parte III del TIU (Allegato A alla citata delibera n. 11/07), riguardanti la struttura e il contenuto di attività e comparti relativi al settore elettrico e del gas, alla luce sia delle novità del quadro normativo, sia delle nuove esigenze di regolazione dell'Autorità;
- la semplificazione e la razionalizzazione degli obblighi informativi previsti dall'Autorità per lo svolgimento delle proprie funzioni, con la revisione delle soglie fissate per l'applicazione del regime ordinario e del regime semplificato di separazione contabile, nonché della soglia determinata per l'attribuzione dell'esenzione dagli obblighi di invio dei conti annuali separati;
- la modifica di alcune disposizioni di tipo prettamente contabile previste dal TIU, finalizzate anch'esse alla semplificazione del processo di separazione contabile, nonché al miglioramento della qualità delle informazioni da inviare all'Autorità.

Il regime semplificato si applica, ai sensi dell'art. 16, comma 16.2, della delibera n. 11/07, agli esercenti che svolgono le seguenti attività: a) produzione dell'energia elettrica senza essere proprietario o gestore di almeno un'unità rilevante ai sensi del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004; b) produzione dell'energia elettrica effettuata da autoproduttori; c) distribuzione dell'energia elettrica a meno di 5.000 punti di prelievo; d) misura dell'energia elettrica a meno di 5.000 punti di prelievo; e) acquisto e vendita all'ingrosso dell'energia elettrica per un quantitativo non superiore a 100 GWh l'anno; f) vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica e vendita ai clienti tutelati dell'energia elettrica, per un quantitativo non superiore a 100 GWh l'anno; g) distribuzione del gas naturale a meno di 5.000 punti di riconsegna; h) misura del gas naturale a meno di 5.000 punti di riconsegna; i) distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal gas naturale tramite reti canalizzate, senza operare nel settore del gas naturale o dell'energia elettrica.

In aggiunta, con la delibera 28 dicembre 2012, 573/2012/R/com, l'Autorità ha emanato specifiche disposizioni in merito agli obblighi di separazione contabile per il Gestore dei servizi energetici (GSE). Le disposizioni, che decorrono dall'esercizio 2013, sono volte ad assicurare:

- la corretta attribuzione dei costi sostenuti dal GSE nella gestione delle proprie attività;
- l'assenza di discriminazioni, ovvero trasferimenti incrociati di risorse tra le diverse attività svolte dal GSE;
- la disponibilità delle informazioni utili alla quantificazione del capitale investito dal GSE per lo svolgimento delle attività oggetto di remunerazione a carico del sistema elettrico;
- un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale del GSE nelle

diverse attività in cui opera anche al fine di adottare una regolazione incentivante, basata pure su obiettivi pluriennali di recupero di efficienza;

- la separazione contabile delle attività oggetto di copertura tramite la componente tariffaria A<sub>1</sub>, ovvero tramite altre componenti tariffarie stabilite dall'Autorità.

#### Raccolta delle comunicazioni di separazione funzionale e di unbundling contabile in modalità telematica

In base alla delibera 9 febbraio 2012, 36/2012/E/com, sono state adottate misure cautelative che prevedono la sospensione delle erogazioni di contributi eventualmente spettanti alle imprese da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) fino all'invio, da parte delle medesime imprese, delle comunicazioni obbligatorie previste dal TIU in materia di separazione funzionale e contabile.

## Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

A seguito del parere emesso dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento CE 714/2009, con la delibera 13 dicembre 2012, 531/2012/R/eel, e con la delibera 5 aprile 2013, 142/2013/R/eel, di certificazione finale, l'Autorità ha concluso la procedura di certificazione per la società Terna in qualità di gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica in separazione proprietaria.

Tale procedura è stata finalizzata alla verifica del rispetto degli adempimenti, da parte dell'impresa, previsti dal modello di separazione proprietaria (*ownership unbundling*), ai sensi dell'art. 9, paragrafo 1, della direttiva 2009/72/CE, e dal relativo decreto legislativo di recepimento 1 giugno 2011, n. 93, tra i quali:

- l'indipendenza degli azionisti del gestore dagli interessi nell'attività di produzione o fornitura di elettricità o gas;
- lo svolgimento di tutti i compiti previsti nella gestione della rete dalla citata direttiva;

- la proprietà di tutti gli asset della rete di trasmissione (infrastrutture del sistema di trasporto/trasmissione e tutti i beni strumentali allo svolgimento di tale attività);
- l'indipendenza dei componenti dell'organo di sorveglianza e degli organi amministrativi del gestore;
- il rispetto, da parte dei proprietari di porzioni di rete di trasmissione, degli obblighi previsti a loro carico dal citato decreto legislativo n. 93/11;
- la capacità e l'autonomia decisionale in relazione alla predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasmissione elettrica;
- la capacità di gestire con riservatezza le informazioni commercialmente sensibili e di mettere a disposizione in modo non discriminatorio le informazioni non riservate;
- l'esistenza di vincoli di riservatezza, ivi comprese le clausole contrattuali, previsti per il personale e per i collaboratori dell'impresa.

# Regolamentazione delle reti

## Regolamentazione tecnica: servizio di dispacciamento

### Revisione delle regole per il dispacciamento

Il documento per la consultazione 29 novembre 2012, 508/2012/R/eel, e la delibera 7 febbraio 2013, 46/2013/R/eel, si collocano nell'ambito dei provvedimenti emanati dall'Autorità al fine di incrementare l'efficienza del servizio di dispacciamento.

Con il documento per la consultazione 508/2012/R/eel, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti sulle seguenti tematiche:

- la modalità per la selezione e la remunerazione dei servizi di flessibilità introdotti dall'art. 34, comma 7-bis, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, «*al fine di garantire una maggiore efficienza delle infrastrutture energetiche nazionali e di contenere gli oneri indiretti dovuti alla crescita delle fonti rinnovabili non programmabili*»;
- il trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza<sup>2</sup>.

Nella prima parte del documento per la consultazione, l'Autorità, alla luce della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, ha evidenziato la necessità di avviare un processo di revisione del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD).

Tale revisione persegue l'obiettivo di garantire un funzionamento più efficiente di questo mercato, attraverso la determinazione di segnali di prezzo più accurati e trasparenti sul valore dei servizi approvigionati e in particolare dei servizi di flessibilità assicurati dalle unità di produzione abilitate. Una proposta di riforma più articolata dell'architettura del MSD sarà oggetto di un secondo documento per la consultazione.

Nella seconda parte del citato documento per la consultazione, l'Autorità ha introdotto una proposta di revisione delle modalità di erogazione, misurazione e valorizzazione della regolazione primaria di frequenza. Le quantità di energia associate ad azioni di regolazione primaria (fornite obbligatoriamente dalle unità di produzione) sono attualmente assimilate agli sbilanciamenti e, come tali, soggette alle eventuali relative penalità.

La proposta dell'Autorità prevede la sterilizzazione degli oneri di sbilanciamento dovuti all'utilizzo della riserva primaria, attraverso la rilevazione puntuale del valore locale di frequenza e del contributo alla regolazione primaria di frequenza di ciascuna unità di produzione.

Ciò consentirebbe l'inclusione dell'utilizzo della riserva primaria nel programma vincolante modificato e corretto, applicando alla sola quota di energia afferente l'utilizzo di riserva primaria

<sup>2</sup> La regolazione primaria di frequenza, attuata mediante l'utilizzo della riserva primaria di potenza (ossia mediante la messa a disposizione di una prefissata quota di capacità produttiva, non oggetto di contrattazione di mercato), è un servizio essenziale per il sistema. Esso è caratterizzato da un utilizzo dell'energia elettrica: a) continuativo e simmetrico rispetto al punto di lavoro, ai fini dell'assorbimento delle oscillazioni di frequenza del sistema (per il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi); b) direzionale in aumento o in diminuzione, per il controllo dei transitori rispettivamente di sotto-frequenza e sovra-frequenza, successivi a eventi di sistema (per esempio, avana dei gruppi di generazione).



un prezzo tale da remunerare, o quantomeno non penalizzare, le unità di produzione.

Può considerarsi parte integrante del processo di efficientamento del servizio di dispacciamento anche la delibera 46/2013/R/eel, con la quale l'Autorità ha esaminato e approvato le modifiche e le integrazioni al Codice di rete proposte da Terna nella consultazione avviata nel mese di agosto 2012.

L'Autorità ha valutato positivamente i seguenti perfezionamenti del Codice di rete:

- l'introduzione dell'offerta di cambio di assetto per le unità di produzione termoelettriche a ciclo combinato e l'estensione dell'offerta di accensione alle unità di produzione termoelettriche turbogas a ciclo aperto;
- l'ampliamento dei parametri tecnici caratteristici delle unità di produzione attraverso l'introduzione del tempo minimo di permanenza fuori servizio per tutte le unità di produzione termoelettriche, a eccezione di quelle di tipo turbogas a ciclo aperto, l'introduzione del profilo di rampa di avviamento specifico per unità di produzione, l'introduzione del tempo di rampa e di derampa specifici per unità di produzione;
- la modifica dell'algoritmo per il calcolo del corrispettivo di mancato rispetto dell'ordine di accensione;
- la modifica delle modalità di definizione del fabbisogno di riserva pronta per tener conto del contributo dell'immissione da impianti fotovoltaici;
- la modifica della tempistica delle attività connesse con la programmazione delle indisponibilità.

#### Servizio di riduzione dei prelievi nelle isole maggiori

L'art. 34, comma 1, del decreto legge 18 ottobre 2012, n. 179, ha prorogato sino all'anno 2015 il servizio di riduzione dei prelievi

per la sicurezza nelle Isole maggiori (c.d. "superinterrompibilità"), prevedendo l'aggiornamento, da parte dell'Autorità, delle condizioni del servizio per il triennio 2013-2015, secondo le procedure, i principi e i criteri fissati dall'art. 1 del decreto legge 25 gennaio 2010, n. 3. L'art. 34 del succitato provvedimento, nel suo iter parlamentare di conversione in legge, è stato modificato, prevedendo che l'aggiornamento da parte dell'Autorità delle condizioni del servizio per il nuovo triennio debba avvenire, tra l'altro, «nel rispetto della disponibilità del servizio anche tramite procedure concorrenziali organizzate mensilmente».

Con la delibera 21 febbraio 2013, 69/2013/R/eel, l'Autorità ha dunque stabilito che, a partire dalle sessioni successive all'entrata in vigore del provvedimento, le aste della procedura di assegnazione della residua potenza allocabile devono svolgersi con cadenza mensile e non più trimestrale. Con il medesimo provvedimento, inoltre, l'Autorità ha disposto che Terna preveda – per ciascuna sessione – un periodo, tra la data di assegnazione del servizio e la data di decorrenza dello stesso, sufficiente a verificare preventivamente l'effettivo rilascio, da parte dei soggetti assegnatari, delle garanzie a copertura dell'adempimento delle obbligazioni contrattuali. In ottemperanza all'art. 34, l'Autorità ha adottato la delibera 29 novembre 2012, 513/2012/R/eel, stabilendo tra l'altro che le condizioni del servizio di superinterrompibilità, precedentemente dettate dalla delibera 9 febbraio 2010, ARG/elt 15/10, con riferimento al triennio 2010-2012, continuino ad applicarsi anche per il triennio successivo e che Terna sottoponga all'Autorità una nuova proposta di regolamento delle procedure concorrenziali per l'assegnazione del servizio e del relativo standard contrattuale. Detta proposta di regolamento è stata approvata dall'Autorità con il meccanismo del silenzio/assenso e, nel mese di dicembre 2012, si è svolta la prima asta per l'assegnazione del servizio stesso per il periodo gennaio 2013 - dicembre 2015.

## Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti

### Programmazione delle indisponibilità degli impianti di produzione elettrica e delle reti di trasmissione

La delibera 8 maggio 2012, 180/2012/R/eel, ha riformato le tempistiche delle procedure di programmazione annuale delle indisponibilità degli impianti di generazione elettrica e delle reti di trasmissione.

Detto provvedimento è finalizzato a migliorare il coordinamento tra le procedure per l'individuazione dei raggruppamenti di impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e le procedure di programmazione annuale delle indisponibilità della capacità di generazione elettrica e degli elementi di rete. Tale provvedimento intende altresì consentire all'Autorità: di disporre tempestivamente dei dati previsionali sulla pivotalità, di cui al comma 7.1 della delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08 (*Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrico e del Mercato per il servizio di dispacciamento - TIMM*), ai fini della redazione della segnalazione al Ministero dello sviluppo economico in merito al funzionamento dei mercati dell'energia, prevista dall'art. 3, comma 10-ter, della legge 28 gennaio 2009, n. 2 (per la cui illustrazione si rimanda al Capitolo 1 di questo stesso Volume); di esercitare efficacemente i poteri di regolazione asimmetrica, di cui all'art. 43, commi 4 e 5, del decreto legislativo n. 93/11.

In particolare, con la delibera 180/2012/R/eel, l'Autorità ha, da un lato, stabilito che Terna, sulla base del set informativo di cui dispone al 31 luglio di ogni anno, è tenuta a definire: gli elementi da inviare all'Autorità per la determinazione dei parametri contrattuali dei regimi alternativi relativi agli impianti essenziali; il contenuto delle notifiche dei raggruppamenti minimi essenziali; i dati previsionali sulla pivotalità ex TIMM; il provvedimento annuale provvisorio delle indisponibilità. Dall'altro lato, l'Autorità ha apportato modifiche alle tempistiche per:

- l'invio a Terna delle richieste di indisponibilità, di cui al punto 3.7.2.3 del Codice di rete, da parte dei titolari della Rete di trasmissione nazionale (RTN), dei gestori di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla RTN e degli utenti del dispacciamento;
- l'adozione da parte di Terna del provvedimento annuale provvisorio delle indisponibilità, di cui al punto 3.7.2.3 del Codice di rete;
- l'invio all'Autorità dei dati previsionali sulla pivotalità da parte di Terna.

### Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico - Criteri per la determinazione dei corrispettivi e degli assetti di funzionamento

Al fine dell'individuazione degli impianti essenziali e dei loro raggruppamenti, ogni anno Terna delinea i più significativi assetti di funzionamento del sistema attesi nell'anno solare successivo. Le recenti evoluzioni del mercato elettrico, determinate anche dalla rilevante penetrazione della capacità di generazione elettrica da fonti rinnovabili, hanno aumentato il numero degli assetti di funzionamento del sistema caratterizzati da una relativamente alta frequenza di accadimento; ciò ha pertanto reso necessario un maggior grado di dettaglio nella definizione dei citati assetti, al fine di preservare un sufficiente grado di omogeneità all'interno di ciascun assetto considerato e quindi una sufficiente capacità di rappresentazione della reale indispensabilità per il sistema dei diversi raggruppamenti di impianti.

La delibera 19 luglio 2012, 298/2012/R/eel, ha riconosciuto a Terna la facoltà di configurare fino a dieci assetti per ciascun aggregato di zone geografiche, rilevante per la definizione del fabbisogno di riserva secondaria e terziaria (Continente, Sicilia e Sardegna), anziché per l'intero territorio nazionale, come previsto prima



dell'entrata in vigore del menzionato provvedimento.

Con le delibere 298/2012/R/eel, 4 ottobre 2012, 400/2012/R/eel, 6 dicembre 2012, 517/2012/R/eel, e 28 dicembre 2012, 582/2012/R/eel, l'Autorità ha altresì:

- modificato i valori di componenti del costo variabile riconosciuto attinenti ad alcune unità di produzione essenziali per gli anni 2011, 2012 e 2013, sulla base di istanze motivate presentate a Terna dai relativi utenti del dispacciamento;
- semplificato la metodologia di calcolo della componente del costo variabile riconosciuto a copertura del corrispettivo di sbilanciamento;
- individuato, per l'anno 2013, la categoria tecnologia-combustibile e i valori degli standard per ciascuna unità essenziale, ossia rendimento standard, standard di emissione e standard della componente smaltimento;
- selezionato transitoriamente il prodotto di riferimento per la valorizzazione delle quote di emissione dell'*Emissions Trading Scheme* nella terza fase del sistema medesimo.

#### Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime di reintegrazione dei costi

Al fine di agevolare le istruttorie per la determinazione degli importi del corrispettivo di reintegrazione e del relativo acconto, con la delibera 298/2012/R/eel l'Autorità ha previsto che i controlli di conformità, svolti da Terna sui valori del costo variabile riconosciuto rilevante ai fini della formulazione delle offerte, siano estesi anche alle partite economiche che compongono il margine di contribuzione di ciascuna unità essenziale e che sono indicate nelle istanze di reintegrazione avanzate dagli utenti del dispacciamento interessati.

Con riferimento agli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV di Edipower e Augusta, Bari e Porto Empedocle di Enel Produzione, ammessi al regime di reintegrazione dei costi per l'anno 2011, l'Autorità ha determinato l'importo degli acconti del corrispettivo di reintegrazione relativo al medesimo anno mediante le delibere 298/2012/R/eel e 29 novembre 2012, 507/2012/R/eel, a seguito della presentazione di specifiche istanze da parte degli utenti del dispacciamento.

Con la delibera 582/2012/R/eel, l'Autorità ha poi ammesso al regime di reintegrazione per l'anno 2013 gli impianti essenziali:

Montemartini di Acea Energia Holding, San Filippo del Mela 220 kV di Edipower, Bari e Sulcis di Enel Produzione e Ottana di Ottana Energia. Infine, alla luce del parere espresso da Terna circa la pluriennalità della condizione di essenzialità, gli impianti San Filippo del Mela 150 kV di Edipower e Centro Energia Ferrara di E.On Enery Trading sono stati assoggettati alla disciplina della reintegrazione dei costi rispettivamente sino agli anni 2014 e 2015.

#### Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regimi alternativi

La delibera 400/2012/R/eel ha fissato i valori delle variabili tecnico-economiche necessarie ai fini dell'applicazione dei c.d. "regimi alternativi", che consentono agli utenti del dispacciamento titolari di impianti di produzione essenziali di assumere forme di impegno di offerta alternative rispetto a quelle tipiche del regime ordinario e del regime di reintegrazione dei costi (cfr. pag. 47, Volume II, della *Relazione Annuale* 2012). Le citate variabili tecnico-economiche sono le quantità di potenza minima d'impegno, le coperture in energia, i prezzi massimi a salire e i prezzi minimi a scendere, nonché il corrispettivo riconosciuto a fronte dell'impegno.

Esercitando una facoltà ammessa dalla disciplina vigente, alcuni degli utenti del servizio di dispacciamento, destinatari delle disposizioni della delibera 400/2012/R/eel, hanno manifestato l'intenzione di aderire ai regimi alternativi solo per le quantità di potenza essenziale di una parte degli impianti o di raggruppamenti di impianti indicati nel citato provvedimento. Alla luce di tale scelta, l'Autorità ha ridefinito i valori dei parametri tecnico-economici con la delibera 6 dicembre 2012, 518/2012/R/eel.

#### Monitoraggio dell'indisponibilità degli elementi costituenti la Rete di trasmissione nazionale

Il decreto legislativo n. 93/11 dispone che l'Autorità è tenuta ad assicurare condizioni regolatorie appropriate per il funzionamento efficace e affidabile delle reti dell'elettricità, tenendo conto degli obiettivi a lungo termine.

In base a questo principio, gli Uffici dell'Autorità hanno approfondito aspetti che, pur non avendo una diretta ripercussione sulla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per i singoli utenti, incidono su economicità, efficienza ed efficacia del servizio



di trasmissione nel suo complesso; l'Autorità ha inoltre ritenuto fondamentale disporre di un quadro generale delle possibili condizioni che determinano una limitazione all'utilizzo della RTN, al fine di una migliore comprensione dei suoi vincoli operativi e dei costi associati alle attività manutentive e di riparazione dei guasti. Sulla base delle evidenze raccolte, con la delibera 31 gennaio 2013, 28/2013/R/eel, è stato quindi disposto di sostituire il Titolo 6 dell'Allegato A alla delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11, con nuove disposizioni in materia di indisponibilità degli elementi costituenti la RTN, introducendo:

- indicatori di indisponibilità e disponibilità degli elementi della RTN;
- un indicatore del tempo medio di riparazione dei guasti e delle anomalie gravi degli elementi della RTN, da classificarsi per insiemi omogenei degli elementi della stessa rete, per cause e per conseguenze delle indisponibilità.

La nuova disciplina, che entrerà in vigore l'1 gennaio 2014, prevede obblighi di pubblicazione da parte di Terna a decorrere dal giugno 2015.

#### Remunerazione transitoria della disponibilità di capacità produttiva

La vigente disciplina di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, di cui all'Allegato A della delibera 27 marzo 2004, n. 48<sup>3</sup>, all'articolo 36 prevede il riconoscimento del "corrispettivo S" all'utente del dispacciamento di ciascuna delle unità di produzione ammesse alla remunerazione di capacità produttiva. Detto corrispettivo è eventuale e rappresenta un'integrazione dei ricavi conseguibili dal singolo produttore nei mercati *spot* all'ingrosso, qualora i citati proventi, su base annua, risultino inferiori al livello di riferimento posto convenzionalmente pari ai ricavi che si sarebbero ottenuti, a parità di produzione, nel regime amministrato. Il citato articolo 36 prevede altresì che, a partire dall'anno 2010, l'ulteriore corrispettivo S sia riconosciuto a ciascun operatore di mercato, con riferimento alla parte della capacità nella

sua disponibilità che attiene alle unità di produzione ammesse alla remunerazione della disponibilità di capacità produttiva.

Per quanto concerne l'anno 2010, pur essendosi verificate le condizioni per il riconoscimento del menzionato corrispettivo, si è registrata una significativa differenza positiva tra il gettito disponibile e l'onere effettivamente sostenuto da Terna. L'entità del residuo è risultata principalmente ascrivibile al fatto che, nella metodologia di determinazione del corrispettivo, le variabili indicative dei ricavi effettivamente ottenibili erano, tra l'altro, funzione di una variabile di prezzo rappresentativa del regime amministrato.

Con la delibera 20 dicembre 2012, 564/2012/R/eel, è stato dunque modificato l'algoritmo di calcolo del corrispettivo S, adottando un puro criterio di mercato nella valorizzazione dei ricavi effettivi, con il duplice obiettivo di migliorare l'idoneità delle variabili rappresentative dei citati proventi e di fornire, seppur indirettamente, un'indicazione del grado di criticità della situazione economico-finanziaria del singolo operatore.

#### Nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, prevede l'introduzione di un nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica (mercato della capacità), finalizzato a incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento in capacità produttiva e in capacità di trasmissione dei diversi attori (Terna e gli operatori), riducendone i rischi e allo stesso tempo accrescendo la contendibilità del mercato. Il medesimo decreto prevede che l'Autorità definisca i criteri e le condizioni in base ai quali Terna è tenuta a elaborare lo schema di disciplina del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e che tale schema sia approvato con decreto del Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità. Dopo un articolato processo per la consultazione (documenti per la consultazione 6 agosto 2008, DCO 27/08, 7 maggio 2009, DCO 10/09, 23 aprile 2010, DCO 9/10, e 15 novembre 2010, DCO 38/10)<sup>4</sup>, con la delibera 22 luglio 2011, ARG/elt 98/11, l'Autorità ha

<sup>3</sup> L'art. 5 del decreto legislativo n. 379/03 prevede che, per un periodo transitorio, a decorrere dall'1 marzo 2004 e fino all'avvio del sistema di remunerazione di cui all'art. 1 del medesimo decreto legislativo, l'Autorità definisca il corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva ai fini del raggiungimento dell'adeguatezza dell'offerta di energia elettrica nel Sistema elettrico nazionale. In attuazione di quanto previsto all'art. 5 del decreto legislativo n. 379/03, con l'Allegato A alla delibera 27 marzo 2004, n. 48, l'Autorità ha tra l'altro regolato l'approvvigionamento delle risorse a garanzia dell'adeguatezza del Sistema elettrico nazionale per il sopra menzionato periodo transitorio.

fissato i criteri e le condizioni per la disciplina del mercato della capacità, ivi incluso l'iter procedurale per la predisposizione del citato schema.

Nel mese di settembre 2012, Terna ha trasmesso lo schema di disciplina all'Autorità che, con delibera 15 novembre 2012, 482/2012/R/eel, ne ha verificato positivamente la conformità ai criteri e alle condizioni fissati dalla delibera ARG/elt 98/11. A partire dal 23 novembre 2012 lo schema è stato sottoposto alla consultazione pubblica, che si è chiusa il 15 febbraio 2013. L'Autorità è in procinto di ricevere da Terna lo schema di disciplina, come eventualmente modificato e integrato in esito alla predetta consultazione, per verificarne la conformità ai criteri e alle condizioni fissati dalla delibera ARG/elt 98/11. È plausibile attendersi che l'iter procedurale appena descritto si possa ormai concludere nella seconda metà del 2013, con l'emanazione del prescritto decreto ministeriale.

#### Emergenza gas – Disciplina delle offerte e determinazione dei maggiori oneri per gli impianti di produzione interessati

Nel mese di febbraio 2012, in seguito all'avvio della procedura di emergenza gas e alla luce dell'atto di indirizzo emanato dal Ministro dello sviluppo economico, l'Autorità ha adottato d'urgenza la delibera 7 febbraio 2012, 31/2012/R/eel, con la quale sono state definite le modalità per la presentazione delle offerte sul mercato elettrico degli utenti del dispacciamento, con riferimento agli impianti termoelettrici oggetto delle misure emergenziali (cfr. pag. 53, Volume II, della *Relazione Annuale* 2012).

Nell'ambito del procedimento avviato con la citata delibera 31/2012/R/eel, volto alla formazione di provvedimenti in materia di criteri per la determinazione dei corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori oneri sostenuti per detti impianti, l'Autorità ha adottato le delibere 5 luglio 2012, 283/2012/R/eel, e 25 ottobre 2012, 439/2012/R/eel, e ha pubblicato il documento per la consultazione 2 agosto 2012, 346/2012/R/gas.

In particolare, la delibera 283/2012/R/eel ha esteso alle unità degli impianti interessati, limitatamente alle quantità movimentate per rispondere alle esigenze connesse con l'emergenza, il medesimo criterio di valorizzazione delle offerte accettate nel mercato dei servizi di dispacciamento, nel caso delle quantità indispensabili

richieste sullo stesso mercato da Terna alle unità essenziali in regime ordinario. Con il medesimo provvedimento è stato riconosciuto un acconto delle partite economiche attinenti alle movimentazioni sul Mercato per il servizio di dispacciamento connesse con l'emergenza ed è stata introdotta una componente integrativa del corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, per finanziare il fabbisogno derivante dall'emergenza.

Con la delibera 439/2012/R/eel, adottata a seguito della consultazione avviata con il provvedimento 346/2012/R/gas, l'Autorità ha infine delineato la metodologia per il calcolo dei corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori oneri sostenuti per gli impianti interessati, soffermandosi soprattutto sui profili connessi con la definizione di costo variabile riconosciuto, rilevante per la valorizzazione delle offerte accettate sul mercato dei servizi di dispacciamento da parte di Terna, nonché sulle modalità per il riconoscimento del corrispettivo di remunerazione. Successivamente è stato approvato il decreto legge n. 83/12, convertito con modificazioni dalla legge 7 agosto 2012, n. 134; allo scopo di ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico nelle situazioni di emergenza gas, nonché di garantire la sicurezza delle forniture di energia elettrica a famiglie e imprese, detto decreto prevede che il Ministro dello sviluppo economico, sulla base degli elementi evidenziati dal Comitato per l'emergenza gas e da Terna, entro il 31 luglio di ogni anno (entro il 30 settembre 2012 in sede di prima applicazione), individui con proprio decreto:

- le esigenze di potenza produttiva, alimentabile con olio combustibile e con altri combustibili diversi dal gas naturale, delle quali garantire la disponibilità;
- le procedure atte a identificare gli specifici impianti di produzione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW, destinati a far fronte a emergenze nel successivo anno termico.

Il decreto legge n. 83/12 prevede altresì che i gestori dei suddetti impianti ne garantiscano la disponibilità per il periodo intercorrente dall'1 gennaio al 31 marzo di ciascun anno termico, e che tali impianti possano essere chiamati in esercizio in via

<sup>4</sup> Nel corso del citato processo di consultazione, l'Autorità ha delineato le molteplici concause per cui il mercato elettrico - in assenza di interventi regolatori - si rivela uno strumento inefficiente e inefficace di coordinamento delle scelte di investimento degli operatori (in capacità di generazione) e di Terna (in capacità di trasmissione).



di urgenza, nell'arco del predetto periodo, solo per il tempo necessario al superamento della situazione di emergenza gas.

Il decreto legge n. 83/12 stabilisce infine che l'Autorità definisca le modalità per il dispacciamento dei suddetti impianti, nonché le modalità per il riconoscimento dei costi sostenuti per i medesimi in ciascun anno termico, quali oneri generali per la sicurezza del sistema del gas naturale, in analogia con quanto previsto per la reintegrazione dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 23 novembre 2012 ha fissato, per l'anno termico 2012-2013, in 18 milioni di m<sup>3</sup>/giorno, il contributo di contenimento dei consumi di gas naturale da parte del settore termoelettrico nelle situazioni di emergenza gas, precisando che ciò si traduce in un fabbisogno di potenza elettrica netta, alimentabile con olio combustibile e con altri combustibili diversi dal gas naturale, pari a 4.470 MW.

Il suddetto decreto disciplina altresì le procedure atte a identificare gli specifici impianti di produzione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW, destinati a far fronte alle eventuali emergenze gas. Sulla base delle predette procedure, Terna definisce la lista delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas da sottoporre all'approvazione del Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità.

Con il provvedimento 28 dicembre 2012, 584/2012/l/eeel, l'Autorità ha espresso al Ministro dello sviluppo economico parere positivo sulla lista di unità essenziali per la sicurezza del sistema gas trasmessa da Terna e rettificata dallo stesso ministero. La lista è composta esclusivamente da unità di produzione nella titolarità della società Enel Produzione, che possono essere esercite con deroghe ai limiti stabiliti in sede di Autorizzazione integrata ambientale (AIA) e che garantiscono, nell'insieme, la disponibilità di una potenza elettrica netta di 4.430 MW. Contestualmente, l'Autorità ha approvato una disciplina di prima attuazione sia delle modalità per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta dalle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas, sia delle modalità per il riconoscimento dei costi sostenuti per le medesime per il periodo 1 gennaio – 31 luglio 2013 (Allegato A al parere 584/2012/l/eeel).

Con il provvedimento 5/2013/l/eeel, l'Autorità ha espresso al Ministero dello sviluppo economico parere positivo sull'integrazione della lista delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas effettuata dal Ministero dello sviluppo

economico, e ha modificato la disciplina delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas (Allegato A al parere 584/2012/l/eeel), conformemente ai chiarimenti ricevuti dal Ministero dello sviluppo economico.

La disciplina approvata dall'Autorità prevede che, qualora il Ministero dello sviluppo economico dichiari l'emergenza gas, le unità essenziali per la sicurezza del sistema gas siano offerte dai rispettivi utenti del dispacciamento:

- in vendita sul Mercato del giorno prima a un prezzo pari al corrispettivo variabile;
- in vendita sul Mercato infragiornaliero a un prezzo pari al corrispettivo variabile;
- in vendita e in acquisto sul Mercato per il servizio di dispacciamento a un prezzo pari al corrispettivo variabile.

Il costo fisso riconosciuto a ciascuna unità essenziale per la sicurezza del sistema gas è determinato in proporzione ai mesi in cui l'unità è resa disponibile nell'arco dell'anno, in misura pari al minor valore fra il corrispettivo fisso offerto nelle procedure di selezione e il costo fisso accertato dall'Autorità, secondo i medesimi criteri di cui all'art. 65 della delibera 9 giugno 2006, n. 111.

Il costo variabile riconosciuto a ciascuna unità essenziale per la sicurezza del sistema gas è determinato in misura pari al minor valore fra il corrispettivo variabile offerto nelle procedure di selezione e il costo variabile accertato dall'Autorità secondo i medesimi criteri di cui all'art. 65 della delibera n. 111/06.

Fatta salva la vigente disciplina in materia di corrispettivi di sbilanciamento effettivo nel mercato elettrico, in ogni periodo rilevante del mercato elettrico incluso nel periodo di emergenza gas, l'utente del dispacciamento di un'unità essenziale per la sicurezza del sistema gas è tenuto a versare a Terna una penale non superiore al costo fisso riconosciuto e pari al prodotto fra:

- il prezzo di sbilanciamento gas espresso in €/MWh e diviso per il rendimento di un'unità termoelettrica turbogas a ciclo combinato assunto pari al 53%;
- la potenza indisponibile misurata come l'eventuale differenza positiva fra la potenza contrattualizzata e la potenza massima erogabile, risultante dal Registro delle unità di produzione dinamico.



## Regolamentazione tecnica: norme in materia di qualità dei servizi

### Aggiornamento della regolazione vigente della qualità e della continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

Il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015* (TIQE), approvato con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11, promuove il miglioramento della qualità e della continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica tramite i seguenti meccanismi principali:

- regolazione incentivante la riduzione della durata e del numero delle interruzioni;
- standard individuali per utenti MT, differenziati per tipologia di rete, e incentivo alla riduzione di quelli con eccessivo numero di interruzioni;
- standard individuali sul tempo massimo di ripristino dell'alimentazione per utenti MT e BT;
- avvio di un sistema di monitoraggio dei buchi di tensione.

Con la delibera 2 agosto 2012, 336/2012/R/eel, l'Autorità ha provveduto all'aggiornamento di detto provvedimento, in materia di standard sul tempo massimo di ripristino dell'alimentazione per gli utenti BT e MT, individuando, tra le cause di esclusione del rimborso automatico a favore dei medesimi utenti, gli eventi di interruzione di un punto di prelievo o di immissione di un utente dovuti a ordini impartiti da pubbliche autorità per accertamenti inerenti all'impianto di utenza o all'utente medesimo.

A seguito di opportuna consultazione, svolta con il provvedimento 31 ottobre 2012, 452/2012/R/eel, l'Autorità ha aggiornato, con la delibera 20 dicembre 2012, 551/2012/R/eel, il TIQE anche

in ordine alla classificazione delle cause di interruzione di secondo livello, comprendendo tra queste pure le interruzioni programmate conseguenti a richieste degli utenti o di soggetti terzi delle reti di distribuzione e le cause delle interruzioni conseguenti ad attività programmate dell'impresa distributrice, al fine di rendere più efficienti le attività di analisi dell'Autorità, anche in occasione delle verifiche ispettive.

### Attuazione della regolazione premi-penalità della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 26 luglio 2012, 311/2012/R/eel, sono stati determinati gli obiettivi di miglioramento annuo (livelli tendenziali) di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica per il periodo 2012-2015 e sono stati definiti sia gli ambiti territoriali soggetti a incentivazione speciale, sia gli ambiti territoriali soggetti a una progressiva riduzione dell'incentivazione. Gli obiettivi di miglioramento riguardano Enel Distribuzione e 28 altre imprese di distribuzione di energia elettrica (con più di 25.000 utenti e quindi soggette alla predetta regolazione).

L'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, ha svolto cinque verifiche ispettive, come stabilito nella delibera 18 maggio 2012, 198/2012/E/eel. Tra queste, due verifiche hanno riguardato Enel Distribuzione, relativamente ai centri di telecontrollo di Livorno e Salerno, e tre altre imprese distributrici: Azienda Energetica Reti, Aito Garda Servizi e Hera. Come già avvenuto per i controlli degli anni precedenti sulle imprese soggette alla regolazione incentivante, nessun controllo ha riscontrato errori di registrazione tali da invalidare i dati comunicati dalle imprese. Si conferma quindi l'impegno delle

imprese distributrici nell'assicurare il requisito essenziale di ogni meccanismo incentivante, cioè la corretta registrazione dei dati su cui si basano premi e penalità.

A partire dai dati trasmessi dalle imprese distributrici soggette alla regolazione e a seguito delle verifiche ispettive su tali dati, con la delibera 29 novembre 2012, 500/2012/R/eel, l'Autorità ha chiuso il procedimento per la determinazione dei recuperi di continuità per l'anno 2011. Sono stati erogati circa 177 milioni di euro di premi a fronte del miglioramento della continuità del servizio, di cui 64 milioni per la durata delle interruzioni e 113 milioni per il numero di interruzioni. Parimenti sono stati assegnati circa 65 milioni di euro di penalità a fronte dei peggioramenti della continuità del servizio, di cui 37 milioni per la durata delle interruzioni e 28 milioni per il numero di interruzioni.

#### Registrazione del numero effettivo di clienti disalimentati mediante l'utilizzo dei misuratori elettronici

Con la delibera 18 dicembre 2006, n. 292, l'Autorità ha introdotto un incentivo economico per la rilevazione degli utenti BT effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico mediante l'utilizzo dei misuratori elettronici e dei sistemi preposti alla loro telegestione; ciò prevedendo al contempo una tempistica di messa in servizio accelerata per tali misuratori e, in particolare, il rispetto di una soglia minima dell'85% al 31 dicembre 2009 (in tal caso l'obbligo di utilizzo dei misuratori elettronici decorre dall'1 gennaio 2010) o al 31 dicembre 2010 (in tal caso l'obbligo di utilizzo dei misuratori elettronici decorre dall'1 gennaio 2011 e l'incentivo è ridotto di un terzo).

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto il programma di quattro verifiche ispettive, previsto dalle delibere 22 marzo 2012, 105/2012/E/eel, e 14 giugno 2012, 252/2012/L/eel, nei confronti di altrettante imprese cui è stato erogato l'incentivo del quale si è detto. L'esito delle verifiche ispettive è risultato non conforme per effetto delle disposizioni di cui ai Titoli I e III della delibera 10 dicembre 2009, ARG/elt 190/09, per A.I.M. Servizi a Rete, Azienda PubliServizi Brunico e Odoardo Zecca e, pertanto, l'Autorità ha disposto la restituzione degli incentivi erogati alle suddette imprese.

Con la delibera 16 febbraio 2012, 47/2012/R/eel, sono state altresì accolte le istanze di rinuncia all'incentivo ridotto dell'Azienda Elettrica Comunale di Vipiteno e di AcegasAps.

#### Aggiornamento della regolazione vigente della qualità della tensione

La regolazione della qualità della tensione persegue le finalità di ridurre le differenze di prestazione tra le reti di distribuzione di energia elettrica sull'intero territorio nazionale e di disporre di indicatori di qualità affidabili, comparabili e verificabili; tutto ciò al fine di consentire una adeguata informazione agli utenti interessati dai disturbi di qualità della tensione, e di costituire un punto di partenza per la disponibilità e la pubblicazione di dati, anche comparativa, nonché per la successiva introduzione di elementi di regolazione incentivante.

Secondo quanto previsto dal punto 4 della delibera ARG/elt 198/11, nel febbraio 2012 l'Autorità ha istituito un Tavolo di lavoro coordinato dalla società Ricerca sul sistema energetico (RSE), cui partecipano le imprese distributrici e Terna, mirato sia alla definizione delle specifiche tecniche delle apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione per le reti MT, sia alla determinazione dei criteri per l'attribuzione dell'origine dei buchi di tensione registrati sulle sbarre MT di cabina primaria.

In materia di buchi di tensione (ossia di cali della tensione di rete che non ne determinano però l'assenza completa che contraddistingue le interruzioni), con la delibera 5 aprile 2012, 136/2012/R/eel, l'Autorità ha allineato le definizioni di buco di tensione e di interruzione del TIQE a quelle presenti nella più recente versione della norma CEI EN 50160.

Sulla base di quanto osservato in merito agli effetti delle disposizioni della legge 8 marzo 1949, n. 105, in tema di variazioni della tensione di fornitura nelle reti BT, con la segnalazione 2 febbraio 2011, PAS 5/11, *Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Parlamento e al Governo circa la necessità di abrogare la legge 8 marzo 1949, n. 105, in materia di tensioni normali per la distribuzione di energia elettrica in bassa tensione*, l'Autorità ha temporaneamente disciplinato nel TIQE i limiti di variazione della tensione di fornitura fissati dalla legge n. 105/49. Successivamente, il decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito nella legge 24 marzo 2012, n. 27, ha abrogato la citata legge n. 105/49 e assunto la norma CEI 8-6, *Tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione pubblica a bassa tensione*, quale normativa tecnica di riferimento per i livelli nominali di tensione dei sistemi elettrici di distribuzione in bassa tensione.



Con la delibera 336/2012/R/eel, è stato quindi aggiornato il TIQE prescrivendo l'applicazione della norma CEI 8-6 in materia di tensioni di alimentazione nelle reti di distribuzione BT.

#### Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Come già evidenziato, il TIQE disciplina la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura con riferimento alle prestazioni richieste da parte degli utenti. Le disposizioni prevedono standard di qualità, generali e specifici, con indennizzi automatici, obbligatori per le imprese distributrici, volti a tutelare gli utenti e a promuovere il miglioramento medio complessivo dei servizi resi su scala nazionale.

Con la delibera 19 luglio 2012, 294/2012/R/eel, a seguito di apposita consultazione condotta con il provvedimento 9 febbraio 2012, 37/2012/R/eel, è stato aggiornato il TIQE, prevedendo standard specifici più stringenti per le connessioni temporanee con le reti di distribuzione dell'energia elettrica in MT e BT. In particolare, la nuova disciplina prevede:

- l'applicazione del preventivo rapido (di solito telefonico) per l'energizzazione e l'aumento o la diminuzione di potenza delle connessioni temporanee esistenti per potenze disponibili prima e dopo l'attivazione o la variazione di potenza fino a 40 kW, con l'obiettivo di garantire tempi brevi e certi;
- l'introduzione del tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per le connessioni temporanee pari a 10 giorni lavorativi, in luogo dei 20 previsti per la generalità delle utenze;
- l'introduzione del tempo massimo di esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione fino a 40 kW e distanza massima di 20 m dagli impianti di rete esistenti, pari a 5 giorni lavorativi,

in luogo dei 15 previsti per la generalità delle utenze;

- l'introduzione del tempo massimo di esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione oltre i 40 kW e/o distanza massima superiore a 20 m dagli impianti di rete esistenti, pari a 10 giorni lavorativi, in luogo dei 15 previsti per la generalità delle utenze.

Con la successiva delibera 20 dicembre 2012, 551/2012/R/eel, a seguito della pubblicazione del documento per la consultazione 452/2012/R/eel, è stato aggiornato il TIQE in materia di standard inerenti alla verifica della tensione di fornitura su richiesta dell'utente e al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

La nuova disciplina prevede che la verifica della tensione di fornitura richiesta da un utente possa essere evitata, qualora al distributore sia già noto che il valore di tensione di fornitura sulla linea alimentante l'utente che ne ha fatto richiesta non sia compreso nei limiti definiti dalla norma CEI 8-6. In tal caso, per il distributore il tempo di ripristino del valore corretto della tensione decorre dalla data di ricevimento della richiesta dell'utente e non dalla data di messa a disposizione all'utente del documento recante l'esito della verifica.

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

La delibera 27 dicembre 2007, n. 341, ha disciplinato la regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011 e ha introdotto, per il biennio 2010-2011, sia la regolazione incentivante la riduzione dell'energia non servita, attraverso un indicatore calcolato su base nazionale, sia il numero di interruzioni per utente, attraverso un indicatore calcolato per ognuna delle otto aree operative territoriali di Terna<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> L'art. 8, comma 8.2, dell'Allegato A alla delibera n. 341/07, così come modificato e integrato dalle delibere 25 novembre 2008, ARG/elt 169/08, 30 marzo 2009, ARG/elt 43/09, 19 marzo 2010, ARG/elt 32/10, e 28 giugno 2010, ARG/elt 99/10, prevede per ognuno degli anni 2010 e 2011 che Terna riceva un incentivo nel caso di livelli effettivi degli indicatori di qualità del servizio di trasmissione migliori dei livelli obiettivo o, nel caso di mancato raggiungimento di tali obiettivi, che Terna versi una penalità nel Conto qualità dei servizi elettrici, gestito dalla CCSE, in misura pari, per ogni anno, a:

- $(LENSR-LOENSR)_i \times CENSR$  per l'indicatore energia non fornita di riferimento, dove  $LENSR$  è il livello effettivo di tale indicatore registrato nell'anno  $i$  ai sensi del comma 3.6,  $LOENSR$  è il livello obiettivo di tale indicatore assegnato per l'anno  $i$ ,  $CENSR$  è un parametro che assume il valore di 15.000 €/MWh;
- $(LENDU-LONDU)_{ij} \times P_{ij} \times CNDU$  per l'indicatore numero di disalimentazioni per utente RTN per ciascuna AOT  $j$ , dove  $LENDU$  è il livello effettivo di tale indicatore registrato nell'anno  $i$  e nella AOT  $j$  ai sensi del comma 4.3,  $LONDU$  è il livello obiettivo di tale indicatore assegnato per l'anno  $i$  alla AOT  $j$ ,  $P_{ij}$  è la potenza media in MW, pari alla quantità di energia trasmessa nell'anno  $i$  nella AOT  $j$  divisa per il numero annuo di ore (8.760), e  $CNDU$  è un parametro che assume i valori indicati nella tabella 2 del medesimo Allegato A ed espressi in €/MWh/disalimentazione.



Con la delibera 23 febbraio 2012, 50/2012/R/eel, sono stati determinati per l'anno 2010:

- 5,29 M€ di premi per l'indicatore energia non servita;
- 5,09 M€ di premi per l'indicatore numero di interruzioni per utente;
- 1,44 M€ di penalità per l'indicatore numero di interruzioni per utente.

Con la delibera 11 ottobre 2012, 406/2012/R/eel, sono stati determinati per l'anno 2011:

- 4,46 M€ di premi per l'indicatore energia non servita;
- 4,78 M€ di premi per l'indicatore numero di interruzioni per utente;
- 1,86 M€ di penalità per l'indicatore numero di interruzioni per utente.

In ottemperanza alle disposizioni della delibera n. 341/07, i premi e le penalità per gli anni 2010 e 2011 sono stati determinati a seguito di controlli a campione effettuati dall'Autorità sui dati di continuità del servizio di trasmissione e comunicati da Terna. Per il periodo di regolazione 2012-2015, con la delibera ARG/elt 197/11 è stato confermato l'indicatore di energia non servita calcolato su base nazionale, mentre è stato eliminato l'indicatore di numero di interruzioni per utente calcolato per Area operativa territoriale. In luogo di quest'ultimo indicatore è stata introdotta

una regolazione individuale per gli utenti della RTN, ancora in via di elaborazione.

Con la delibera 25 ottobre 2012, 435/2012/R/eel, sono stati altresì definiti gli obiettivi di miglioramento annuo dell'indicatore di energia non servita per il periodo 2012-2015.

Con la delibera 22 novembre 2012, 492/2012/R/eel, è stata introdotta la disciplina dei controlli sui dati di continuità comunicati da Terna, con particolare riferimento all'accertamento della corretta attribuzione delle cause e del calcolo dell'energia non servita delle singole disalimentazioni sottoposte a controllo. La disciplina prevede la riduzione dei premi o l'aumento delle penalità sino al 50%, in caso di scostamento superiore al 30% tra il valore dell'indicatore di energia non servita comunicato e il valore del medesimo indicatore risultante a seguito del controllo. Le modalità di registrazione e classificazione delle disalimentazioni verificatesi sulla RTN e le modalità di calcolo dell'energia non servita sono regolamentate dagli Allegati A.54 e A.66 al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete.

In materia di buchi di tensione, con la delibera 136/2012/R/eel l'Autorità ha allineato le definizioni di buco di tensione e di interruzione della delibera 30 dicembre 2004, n. 250, *Direttive alla società Gestore della Rete di trasmissione nazionale per l'adozione del Codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004*, a quelle presenti nella più recente edizione della norma CEI EN 50160.

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

### Tariffe per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura

Con la delibera 20 dicembre 2012, 565/2012/R/eel, l'Autorità ha aggiornato per l'anno 2013 le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione (ivi inclusi i costi commerciali del

servizio medesimo) e misura dell'energia elettrica, nonché le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, sulla base dei criteri di regolazione tariffaria approvati con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, per il periodo di regolazione 2012-2015.

Per quanto concerne il servizio di trasmissione, l'Autorità ha determinato i corrispettivi tariffari prevedendo di:

- non procedere all'inclusione degli investimenti relativi alla società Terna Crna Gora d.o.o., al fine di espletare gli opportuni approfondimenti in merito alla pertinenza di tali investimenti al servizio di trasmissione nazionale;
- rinviare la definizione delle modalità di riconoscimento dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2011, alla conclusione del procedimento di cui ai commi 22.7 e 25.4 dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 199/11, *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica - TIT* per la definizione degli interventi strategici di sviluppo della RTN per il periodo 2012-2015 e delle relative *milestone* e date obiettivo.

Con la medesima delibera 565/2012/R/eel, l'Autorità ha prorogato anche per il 2013 la struttura monomia delle componenti CTR e TRAS a copertura dei costi di trasmissione, fissando le componenti in potenza (TRAS<sub>p</sub> e CTR<sub>p</sub>) pari a zero e prevedendo che, per i clienti AT e AAT, le componenti in energia (TRASE) siano applicate in acconto, salvo conguaglio.

Tale intervento si è reso opportuno in considerazione della necessità di approfondire le criticità, relative alla determinazione della potenza disponibile nei punti di interconnessione tra la RTN e le reti di distribuzione, segnalate dal gestore del sistema di trasmissione.

Sulla base dei criteri sopramenzionati, con la delibera 26 aprile 2012, 157/2012/R/eel, l'Autorità ha definito le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica e quelle relative alla copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione di energia elettrica, per il medesimo anno 2012.

In relazione alle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione per l'anno 2012, l'Autorità ha:

- fissato i parametri delle tariffe di riferimento nei confronti di 62 imprese distributrici;
- rinviato la determinazione nei confronti di 65 imprese distributrici in relazione alle quali erano emerse incongruenze

prevalentemente connesse con la determinazione del capitale investito.

In merito a tali imprese, la medesima delibera ha disposto lo svolgimento di opportuni approfondimenti istruttori, principalmente volti a verificare le informazioni patrimoniali dichiarate ai fini degli aggiornamenti tariffari.

Tali approfondimenti sono stati conclusi in tempo utile per la definizione delle tariffe di riferimento per l'anno 2013, adottate con la successiva delibera 28 marzo 2013, 122/2013/R/eel.

Con riferimento alle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione di energia elettrica, con la delibera 565/2012/R/eel l'Autorità ha disposto l'aggiornamento per l'anno 2013, tra gli altri, dei corrispettivi per i servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Le tariffe relative al servizio distribuzione sono riviste su base annuale, prevedendo:

- la riduzione in termini reali della parte di tariffa che remunera i costi operativi, secondo il meccanismo del *price cap*;
- l'adeguamento della restante parte della tariffa, a copertura di ammortamenti e remunerazione del capitale investito, per tener conto dei nuovi investimenti realizzati a favore di sicurezza, concorrenza e qualità del servizio.

La citata delibera 565/2012/R/eel ha altresì disposto l'aggiornamento annuale dei corrispettivi per il servizio di misura, in coerenza con i criteri previsti dall'Allegato A alla delibera ARG/elt 199/11 (TIT).

#### Meccanismi di garanzia dei ricavi riconosciuti per la trasmissione

Ai sensi dell'art. 4 della delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08, che prevede per il periodo 2009-2011 un meccanismo facoltativo di garanzia sul livello dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione rispetto alla variabilità dei volumi di energia elettrica, con la delibera 565/2012/R/eel, contestualmente all'aggiornamento delle tariffe di trasmissione per l'anno 2013, l'Autorità ha determinato le partite economiche a garanzia dei ricavi riconosciuti a Terna per il servizio di trasmissione per l'anno 2011. Inoltre, con la medesima delibera l'Autorità, in considerazione della proroga della struttura monomia delle componenti CTR e



TRAS a copertura dei costi di trasmissione, ha prorogato anche per il 2013 il meccanismo di garanzia dei ricavi riconosciuti, di cui all'art. 4 della delibera ARG/elt 188/08.

#### Regolazione tariffaria per l'incentivazione degli investimenti nella Rete di trasmissione nazionale

Con la delibera 31 maggio 2012, 228/2012/R/eel, l'Autorità ha proceduto all'accertamento dello stato di raggiungimento degli obiettivi intermedi (*milestone*) degli interventi di sviluppo della RTN relativi all'anno 2011, approvati con la delibera 5 agosto 2010, ARG/elt 130/10; ciò confermando il riconoscimento dell'incentivazione sulle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2010 e relative alla tipologia di investimenti I=3<sup>6</sup>, già inclusa nelle tariffe di trasmissione 2012. L'Autorità ha in particolare verificato che, sul numero complessivo di 21 *milestone* oggetto di verifica, 20 erano da considerarsi raggiunte, con un valore pesato delle *milestone* conseguite pari al 99%.

Con la delibera 31 gennaio 2013, 40/2013/R/eel, l'Autorità ha proceduto quindi all'individuazione degli interventi di sviluppo della RTN strategici per il sistema elettrico nazionale per il periodo 2012-2015, inclusi nella tipologia I=3, e le relative *milestone* e date obiettivo, in coerenza con il principio di selettività e con particolare riferimento agli interventi volti a risolvere le principali congestioni presenti nel sistema elettrico italiano. Inoltre, con la medesima delibera l'Autorità:

- ha aggiornato la disciplina relativa agli incentivi all'accelerazione degli investimenti strategici di sviluppo della RTN di cui al TIT, al fine di focalizzare maggiormente il meccanismo incentivante sulla messa a disposizione del sistema elettrico della capacità di trasmissione incrementale derivante dall'intervento di sviluppo di rete, e al fine di chiarire il diverso regime incentivante tra opere principali e opere accessorie;
- ha previsto l'istituzione di un meccanismo di monitoraggio dello stato di avanzamento degli interventi di sviluppo della RTN, del raggiungimento delle relative *milestone* e dei relativi

costi sostenuti.

Con la medesima delibera l'Autorità ha contestualmente previsto che il riconoscimento dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso esistenti al 31 dicembre 2011 (il cui riconoscimento è stato sospeso con la sopra richiamata delibera 565/2012/R/eel) sia subordinato al conseguimento delle *milestone* fissate per il primo semestre 2013.

#### Regime di perequazione specifica aziendale

Con la delibera 28 giugno 2012, 267/2012/R/eel, l'Autorità ha prorogato al 31 agosto 2012 i termini per la presentazione delle istanze per l'applicazione del regime di perequazione specifica aziendale alle imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo. Tale regime, istituito con la delibera 24 novembre 2011, ARG/elt 168/11, è finalizzato a coprire gli scostamenti dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione coperti dai vincoli tariffari e dai meccanismi del regime generale di perequazione, in osservanza alle disposizioni di cui all'art. 38, comma 3, del decreto legislativo n. 93/11.

Con la medesima delibera, l'Autorità ha prorogato, sempre al 31 agosto 2012, i termini per la presentazione delle istanze al regime previsto dalla delibera 22 marzo 2012, 101/2012/R/eel. Detto regime è finalizzato all'individuazione dei meccanismi di gradualità per la valorizzazione delle efficienze conseguite dalle imprese elettriche minori<sup>7</sup> che, ai sensi dell'art. 38, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11, non svolgono l'attività di produzione e hanno aderito al regime di perequazione generale e specifica aziendale.

Alla data del 31 agosto 2012, risultano essere state presentate 45 istanze al regime di cui alla delibera ARG/elt 168/11 e una sola istanza al regime di cui alla delibera 101/2012/R/eel.

#### Regolamentazione del servizio di misura

Al fine di dare tempestiva attuazione ai decreti ministeriali 5 luglio 2012 e 6 luglio 2012, in materia di incentivazione delle fonti

<sup>6</sup> La tipologia di investimenti I=3 comprende, ai sensi dell'art. 22, comma 5, dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 199/11, TIT: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto relativi a progetti strategici per il sistema energetico, volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato o a incrementare la *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche, come individuati ai sensi del comma 22.7: 2% per 12 anni

<sup>7</sup> Le imprese di cui all'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.



rinnovabili, con l'Allegato A-bis alla delibera 2 agosto 2012, 339/2012/R/eel, l'Autorità ha definito talune misure in merito alla responsabilità del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta; ciò con riferimento a tutti gli impianti di produzione entrati in esercizio a partire dal 27 agosto 2012 (adeguando conseguentemente l'Allegato B alla delibera ARG/elt 199/11, *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione* - TIME, e integrando la delibera 11 aprile 2007, n. 88, in materia di energia elettrica prodotta da impianti di generazione). In particolar modo, considerata l'interdipendenza fra l'energia prodotta e l'energia immessa in rete, il TIME ha ricondotto allo stesso perimetro di responsabilità anche il servizio di misura per i punti di immissione in BT, MT, AT e AAT. L'inclusione delle attività di misura dell'energia elettrica prodotta all'interno del perimetro regolato contribuisce a garantire, in coerenza con le previsioni del decreto 5 luglio 2012, la semplificazione e la razionalizzazione dei processi di definizione delle partite fisiche soggette a incentivazione, con conseguenti benefici in termini di efficienza dei medesimi processi.

In base alla nuova disciplina dell'energia elettrica prodotta (che ha tra l'altro reso obbligatorio il requisito della telelettura per tutte le apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta), per i nuovi impianti entrati in esercizio dal 27 agosto 2012, il soggetto responsabile dell'attività di raccolta, validazione, registrazione e messa a disposizione delle misure con riferimento a tutti gli impianti BT, anche se di potenza nominale superiore di 20 kW (per i quali, nella regolazione previgente, il soggetto responsabile era il produttore), nonché per gli impianti MT e AT, risultò essere il gestore di rete.

Tale scelta regolatoria, da un lato, ha lo scopo di ridurre le problematiche causate dalle difficoltà di interazione tra produttore e gestore di rete dalle quali potrebbe nascere l'impossibilità di telelettura delle apparecchiature medesime<sup>8</sup>; dall'altro, ha il fine di garantire una maggiore sicurezza nella

determinazione dei dati di misura in base ai quali derivare le partite fisiche titolate all'erogazione degli incentivi per la produzione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. L'Allegato A-bis ha inoltre fissato in via temporanea la remunerazione delle attività afferenti il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta:

- per quanto riguarda la definizione dei corrispettivi stabiliti dall'Autorità (ossia regolati), il provvedimento rimanda alle componenti tariffarie contenute nelle tabelle del TIME, così come aggiornate con la delibera 565/2012/R/eel;
- per quanto riguarda il corrispettivo definito dai gestori di rete (ossia non regolato dall'Autorità), la delibera ha previsto che i gestori medesimi comunichino annualmente all'Autorità l'entità dei corrispettivi (unitamente alle modalità e alle condizioni di calcolo), fornendo separata evidenza delle voci di costo che lo compongono.

La delibera 565/2012/R/eel, in materia di aggiornamento tariffario per il 2013, ha previsto che le disposizioni afferenti il servizio di misura contenute nel *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali, ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, come successivamente modificato e integrato* (TIV) e riguardanti la programmazione dei misuratori, gli obblighi di raccolta delle misure, nonché la stima in assenza di dati validati e la messa a disposizione dei dati di misura ai soggetti aventi titolo, confluissero integralmente nell'Allegato B alla delibera dell'Autorità ARG/elt 199/11 (TIME), in coerenza con il processo di razionalizzazione della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica, avviato dalla delibera ARG/elt 199/11.

La delibera 565/2012/R/eel ha apportato alcune modifiche e integrazioni al citato TIME, tra cui la ridefinizione delle responsabilità nell'erogazione del servizio di misura con riferimento ai diversi segmenti della catena del valore, primo tra tutti quello per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta<sup>9</sup>.

<sup>8</sup> Ciò al fine di sopperire alla necessità dei gestori di rete di far coincidere, almeno sulle reti di distribuzione, il soggetto responsabile delle attività di raccolta, validazione, registrazione e messa a disposizione delle misure dell'energia prodotta con il soggetto responsabile delle attività di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta.

In continuità con tale processo di revisione delle responsabilità e nella prospettiva di implementare la ridefinizione delle responsabilità del servizio di misura, al fine di semplificare e garantire conseguentemente una maggior efficienza dei processi di determinazione dei flussi di energia e delle partite fisiche connesse, il TIME rimandava inoltre a successivi sviluppi della regolazione la nuova attribuzione degli obblighi riguardanti l'attività di rilevazione, registrazione e messa a disposizione dei dati di misura nei punti di perimetro della RTN, da attuarsi a valle di specifici approfondimenti condotti dall'Autorità sulla base di elementi informativi forniti da Terna.

Si è pertanto predisposta un'apposita rilevazione (entro il 30 giugno 2013), che fornirà all'Autorità informazioni dettagliate per ciascun punto di misura e per ciascuna unità di produzione, con riferimento a ogni punto di perimetro della RTN (ossia per tutti i punti ove avvengono i transiti di flussi di energia elettrica con la RTN).

#### Tariffe per il servizio di connessione con le reti elettriche

Con la delibera 7 maggio 2010, ARG/elt 67/10, l'Autorità ha modificato le disposizioni di cui al TIC 2008-2011 (*Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione*, Allegato B alla delibera 29 dicembre 2007, ARG/elt 348/07), superando così, nell'ottica del principio di orientamento delle tariffe ai costi generati, la distinzione dei corrispettivi per la connessione sulla base della destinazione d'uso dell'energia elettrica prelevata.

Con il documento per la consultazione 37/2012/R/eel, l'Autorità ha proposto alcune modifiche alla regolazione delle connessioni temporanee, volte al superamento di alcune criticità emerse in merito alle nuove modalità di gestione dei contratti di fornitura con la misura dei consumi.

Parallelamente, con la delibera 9 febbraio 2012, 38/2012/R/eel, l'Autorità ha adottato disposizioni urgenti in materia di determinazione dei consumi per le connessioni temporanee destinate a usi di abitazione, prevedendo una determinazione dei quantitativi di energia elettrica consumata a forfait.

Nelle more del suddetto processo per la consultazione, con la delibera 294/2012/R/eel l'Autorità:

- ha confermato transitoriamente la determinazione a forfait dei quantitativi di energia elettrica consumata per i punti di prelievo alimentati tramite connessioni temporanee destinati a usi di abitazione;
- ha esteso il regime agevolato per gli oneri di connessione, introdotto dalla delibera ARG/elt 67/10, ai soggetti richiedenti connessioni temporanee destinate a usi domestici.

Con la delibera 565/2012/R/eel, l'Autorità ha ulteriormente prorogato il regime transitorio agevolato di cui alla delibera ARG/elt 67/10 e ha altresì disposto l'aggiornamento per l'anno 2013 delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. Tale aggiornamento è effettuato annualmente, per il periodo regolatorio 2012-2015, applicando il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat.

#### Regolamentazione del tasso di interesse di mora

Con la delibera 29 novembre 2012, 502/2012/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento teso a modificare la regolazione vigente in tema di tasso di interesse di mora richiesto dalla CCSE agli esercenti, in caso di mancato o parziale versamento:

- delle somme dovute in relazione all'esazione di prestazioni patrimoniali imposte;
- delle somme dovute a diverso titolo dagli esercenti alla CCSE medesima.

Con il documento per la consultazione 29 novembre 2012, 503/2012/R/com, l'Autorità ha esposto i propri orientamenti in merito alla modifica del tasso di interesse di mora, per far fronte all'aumento, accertato negli ultimi due anni, dei casi di comportamento moroso degli esercenti nei confronti della CCSE, eliminando gli aspetti della regolazione attualmente vigente che potrebbero determinare comportamenti distortivi da parte degli esercenti medesimi.

In particolare, l'Autorità ha prospettato sia l'utilizzo di un unico

<sup>9</sup> Il decreto 5 maggio 2011 (c.d. "IV Conto energia") stabilisce infatti che l'Autorità provveda ad aggiornare i provvedimenti relativi all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta prevedendo che la responsabilità di tale servizio sia, in ogni caso, posta in capo ai gestori di rete.



tasso di riferimento da applicarsi sulle somme dovute dagli esercenti alla CCSE, sia la modifica della maggiorazione applicata a tale tasso.

Con la delibera 28 dicembre 2012, 581/2012/R/com, tenendo conto delle osservazioni pervenute al documento per la consultazione 503/2012/R/com, è stato previsto che, a partire dall'1 gennaio 2013, nei provvedimenti dell'Autorità il tasso Euribor utilizzato per il calcolo degli interessi di mora è sostituito dal tasso di riferimento fissato dalla Banca centrale europea:

- una maggiorazione del 3,5% per ritardi fino a 45 giorni;
- una maggiorazione dell'8% per ritardi superiori a 45 giorni.

In ogni caso, il tasso di mora applicato non potrà eccedere il limite del tasso massimo di soglia previsto dall'art. 2, comma 4, della legge 7 marzo 1996, n. 108, calcolato a partire dal tasso TEGM relativo ad anticipi e sconti per importi oltre 100.000 €.

#### Interventi e disposizioni a favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici in Emilia Romagna, Lombardia e Veneto

A seguito degli eventi sismici del 20 e 29 maggio 2012, che hanno coinvolto le regioni Emilia Romagna, Lombardia e Veneto, interessando 86 comuni delle province di Bologna, Ferrara, Mantova, Modena, Reggio Emilia e Rovigo, l'Autorità, in analogia con quanto disposto in conseguenza dell'evento sismico che aveva colpito l'Abruzzo nel 2009, è intervenuta con alcuni provvedimenti a favore delle popolazioni danneggiate. Nel dare attuazione alla normativa primaria, con la delibera 6 giugno 2012, 235/2012/R/com, l'Autorità ha adottato un primo provvedimento d'urgenza, prevedendo in particolare la sospensione, dal 20 maggio 2012, dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere relative alla fornitura di energia elettrica, di gas, ivi compresi i gas diversi distribuiti a mezzo di reti canalizzate, e del servizio idrico integrato (comprensivo di ciascun singolo servizio che lo compone) per le utenze situate nei comuni danneggiati dagli eventi sismici, come individuati dai provvedimenti delle istituzioni competenti.

Con la delibera 250/2012/R/com, l'Autorità ha poi sospeso i termini di scadenza per la presentazione delle domande di rinnovo del bonus elettrico e del bonus gas per i clienti residenti nei comuni interessati dai fenomeni sismici.

Con la delibera 26 luglio 2012, 314/2012/R/com, l'Autorità ha

fissato al 20 novembre 2012 il termine della sospensione delle fatture introdotta con la sopra citata delibera 235/2012/R/com, ha attivato meccanismi finanziari a supporto degli esercenti l'attività di vendita nelle aree colpite dal terremoto (in particolare, ha previsto che i soggetti esercenti l'attività di vendita possano richiedere alla CCSE un anticipo per gli importi per i quali è prevista la suddetta sospensione, qualora quest'ultima comporti una significativa riduzione del fatturato, ossia oltre la soglia del 3% prevista dalla medesima delibera) e ha stabilito che nel periodo di sospensione dei termini di pagamento delle fatture non si applichino le previsioni in tema di sospensione della fornitura per inadempimenti dei clienti finali.

Con la medesima delibera, l'Autorità ha rimandato:

- coerentemente con quanto previsto dal decreto legge 6 giugno 2012, n. 74, la definizione delle modalità di rateizzazione delle fatture i cui pagamenti sono stati sospesi, l'introduzione di agevolazioni, anche di natura tariffaria, a favore delle utenze situate nei comuni danneggiati dagli eventi sismici del 20 maggio 2012, l'individuazione delle modalità per la copertura delle agevolazioni stesse attraverso specifiche componenti tariffarie, facendo ricorso, ove opportuno, a strumenti di tipo perequativo;
- la definizione delle modalità di restituzione alla CCSE delle somme dalla medesima anticipate, nonché le modalità volte a minimizzare l'impatto circa potenziali inadempimenti relativi ai clienti finali oggetto della sospensione dei pagamenti e della rateizzazione.

Con il documento per la consultazione 31 ottobre 2012, 453/2012/R/com, l'Autorità ha esposto i propri orientamenti in relazione alle modalità operative per il riconoscimento di agevolazioni alle popolazioni colpite dagli eventi sismici, oltre alle:

- modalità di rateizzazione delle fatture, i cui termini di pagamento sono stati sospesi dalla delibera 235/2012/R/com;
- disposizioni per gli esercenti relativamente al recupero del credito a seguito di inadempimenti dei clienti finali;
- modalità di restituzione alla CCSE delle anticipazioni ottenute dagli esercenti.

Il predetto documento non ha affrontato le questioni relative



al livello e alla durata delle agevolazioni, tematiche oggetto di una parallela fase di coordinamento istituzionale, promossa dall'Autorità nei confronti delle istituzioni e delle amministrazioni coinvolte.

Con le successive delibere 16 gennaio 2013, 6/2013/R/com, e 15 marzo 2013, 105/2013/R/com, dando attuazione a quanto previsto dall'art. 8, comma 2, del decreto legge n. 74/12, l'Autorità ha stabilito che le popolazioni colpite dal sisma hanno diritto: alla rateizzazione automatica senza interessi, per un periodo minimo di due anni (un anno per il servizio idrico), da applicarsi alle forniture in servizio di tutela e a quelle sul libero mercato; all'azzeramento dei costi per eventuali nuove connessioni, subentri o volture, richieste da soggetti la cui abitazione è inagibile; alla riduzione del 50% delle tariffe di rete e degli oneri generali in bolletta.

Nello specifico, i provvedimenti prevedono agevolazioni per il servizio di connessione/attivazione della fornitura per gli utenti domestici costretti a spostarsi in un altro immobile a seguito della dichiarazione di inagibilità dell'immobile originario, e stabiliscono l'introduzione di agevolazioni per la disattivazione e la successiva riattivazione dei punti di fornitura domestici in immobili inagibili. In ordine alla disciplina dei pagamenti, si è previsto che l'impresa distributrice provveda, a mezzo di comunicazione diversa dai documenti di fatturazione, a dare evidenza all'esercente la vendita dell'avvenuta applicazione delle agevolazioni e che l'esercente la vendita adempia gli obblighi di comunicazione, verso i clienti/utenti finali precedentemente serviti, a mezzo di comunicazioni diverse dalle fatture.

È stato inoltre fissato al 31 luglio 2013 il termine entro il quale l'esercente la vendita o il gestore del servizio idrico, che abbiano sospeso la fatturazione, provvedano all'emissione di un'unica fattura relativa agli importi non fatturati, la quale tenga conto delle agevolazioni previste e del fatto che il relativo piano di rateizzazione sia contestuale e decorra dalla data di emissione della stessa fattura.

Nel caso in cui l'esercente la vendita o il gestore del servizio idrico non abbiano sospeso la fatturazione per il periodo che va dal 20 maggio 2012 al 19 novembre 2012, è previsto che gli stessi esercenti provvedano, entro il 31 luglio 2013, all'emissione di un'unica fattura di conguaglio degli importi già fatturati, che tenga conto delle agevolazioni previste e riveda contestualmente gli importi già oggetto di rateizzazione al netto delle rate già eventualmente corrisposte dal cliente/utente finale o provvedano

comunque, attraverso modalità alternative, all'accredito di tali importi al cliente finale.

#### Regolamentazione delle cooperative elettriche

Con la delibera dell'Autorità 46/2012/R/eel è stato disposto il coordinamento testuale, per il periodo 2012-2015, della regolazione dei servizi elettrici erogati dalle cooperative con la nuova regolazione introdotta in materia di tariffe e qualità del servizio per il medesimo periodo. Le disposizioni del *Testo integrato cooperative elettriche* (TICOOP), di cui alla delibera 26 luglio 2010, ARG/elt 113/10, relative all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura, sia in termini tariffari e di prestazioni patrimoniali imposte, sia in termini di qualità, vengono così coordinate alla luce degli adeguamenti apportati alle disposizioni previste per il periodo di regolazione 2012-2015 del *Testo integrato trasmissione elettrica* (TIT), del *Testo integrato misura elettrica* (TIME), del *Testo integrato connessione elettrica* (TIC) e del *Testo integrato qualità elettrica* (TIQE).

Il TICOOP 2012-2015 è stato anche aggiornato con le disposizioni più recenti in materia di Conto energia (ossia incentivazione degli impianti fotovoltaici).

#### Oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili (A<sub>2</sub>)

Nell'anno 2012 è stato confermato il progressivo peggioramento delle previsioni del fabbisogno economico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (conto A<sub>2</sub>), già evidenziato nel corso dell'anno precedente (cfr. pag. 62, Volume II, della *Relazione Annuale* 2012).

In sede di aggiornamento delle tariffe per il secondo trimestre 2012, con la delibera 30 marzo 2012, 114/2012/R/com, l'Autorità, fatti salvi i diritti già acquisiti dai terzi, ha ritenuto pertanto opportuno rinviare l'adeguamento della componente A<sub>2</sub>, al fine di consentire una più approfondita valutazione degli oneri di competenza 2012 e fornire ai ministri competenti adeguato supporto consultivo nella valutazione delle prospettive di evoluzione degli oneri in capo al medesimo conto. Detto adeguamento è stato poi effettuato con la delibera 26 aprile 2012, 158/2012/R/com.

Successivamente all'iter promosso dalla delibera 114/2012/R/com,

con l'approvazione e la pubblicazione dei decreti interministeriali 5 luglio e 6 luglio 2012, si è delineato il quadro normativo per lo sviluppo dell'incentivazione alle fonti rinnovabili, rientrando in un percorso maggiormente sostenibile e prevedibile.

Nonostante tale intervento, gli oneri in capo al conto  $A_3$  per l'anno 2013 sono stati stimati in ulteriore crescita rispetto al 2012, mentre il deficit cumulato in capo al medesimo conto  $A_3$ , relativamente alle competenze degli anni precedenti al 2012 e formatosi prevalentemente nel periodo 2009-2011, è stimato pari a oltre 1,5 miliardi di euro.

Inoltre, nel corso dell'anno 2012 la domanda di energia elettrica ha registrato una dinamica negativa rispetto all'anno precedente, con una conseguente riduzione del gettito delle componenti tariffarie direttamente applicate al consumo.

Pertanto, con la delibera 27 settembre 2012, 383/2012/R/com, l'Autorità ha previsto un percorso di adeguamento graduale del valore della componente tariffaria  $A_3$ , a partire dall'1 ottobre 2012 e fino al termine del 2013, con incrementi a cadenza trimestrale delle aliquote unitarie della medesima componente orientativamente corrispondenti a un maggior gettito, su base annuale, di 400-450 milioni di euro. Ciò al fine di assicurare la

copertura degli oneri in capo al conto  $A_3$  di competenza del 2013 e di ottenere, nel corso del medesimo anno, un gettito adeguato a compensare il deficit accumulato nel periodo *ante* 2012.

Detto percorso è stato condotto con le successive delibere 581/2012/R/com e 28 marzo 2013, 123/2013/R/com, prevedendo incrementi superiori a quanto inizialmente ipotizzato nella delibera 383/2012/R/com, al fine di tener conto del peggioramento delle stime del fabbisogno di competenza 2013 e della ulteriore contrazione dei consumi elettrici registrata nei primi mesi del 2013.

La tavola 2.1 sintetizza gli oneri posti in capo al conto  $A_3$  nel 2012 (dati di preconsuntivo), confrontati con quelli del 2011.

Come evidenziato nella tavola, il peso degli oneri per le diverse forme di incentivazione delle fonti rinnovabili sul totale degli oneri gravanti sul conto  $A_3$  è aumentato rispetto all'anno precedente. Si rileva inoltre l'aumento del peso degli oneri per l'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici.

#### Incentivazione reti attive e smart grids

Seguendo le indicazioni dell'Unione europea, che incoraggia

TAV. 2.1

Dettaglio degli oneri  $A_3$

Millioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2011		2012	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	525	7,3	485	4,8
Ritiro dei certificati verdi	1.352	17,1	1.392	13,7
Fotovoltaico	3.883	49,8	6.292	62,0
Ritiro dedicato	238	1,7	158	1,6
TARIFFA OMNICOMPENSIVA	477	5,9	726	7,2
Funzionamento GSE e altro	33	0,4	34	0,3
Scambio sul posto	24	1,6	76	0,8
<b>TOTALE RINNOVABILI</b>	<b>6.632</b>	<b>83,7</b>	<b>9.163</b>	<b>90,3</b>
Compravendita di energia elettrica assimilata CIP6	701	8,9	672	6,6
Oneri CO <sub>2</sub> assimilate	265	3,4	198	2,0
COPERTURA CERTIFICATI VERDI ASSIMILATE	40	0,5	43	0,4
Risoluzione CIP6	216	2,7	71	0,7
<b>TOTALE ASSIMILATE</b>	<b>1.291</b>	<b>16,3</b>	<b>985</b>	<b>9,7</b>
<b>TOTALE ONERI <math>A_3</math></b>	<b>7.923</b>	<b>100,0</b>	<b>10.148</b>	<b>100,0</b>

Fonte: AEEG.

gli Stati membri a favorire la modernizzazione delle reti di distribuzione, al fine di assicurare un sistema energetico efficiente e sostenibile con basse perdite e con un sistema di erogazione sicuro, con la delibera 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10, l'Autorità

ha definito la procedura e i criteri di selezione degli investimenti incentivati relativi all'introduzione di tecnologie innovative sulla rete di distribuzione (*smart grids*), prevedendo un approccio fondato sui c.d. "progetti pilota".



A partire dalle analisi delle istanze presentate per l'ammissione al trattamento incentivante, con la delibera 8 febbraio 2011, ARG/elt 12/11, l'Autorità ha pubblicato una graduatoria, stilata sulla base del rapporto tra l'indicatore dei benefici e il costo del progetto pilota (IP) relativi a ciascun progetto, ammettendo al trattamento

incentivante otto progetti, attualmente in corso, riportati nella tavola 2.2.

La delibera ARG/elt 39/10 ha previsto che, ogni sei mesi, ciascuna impresa ammessa al trattamento incentivante *smart grids* debba inviare all'Autorità una relazione di avanzamento del progetto.

TITOLO PROGETTO PILOTA	COSTI	INDICE IP
A2A - CP Lambrate	733	4.715
ASM Terni	800	1.375
A2A - CP Gavardo	755	663
ACEA Distribuzione	4.970	660
ASSM Tolentino	689	595
Enel Distribuzione - CP Carpinone	6.242	569
Deval - CP Villeneuve	1.616	545
A.S.S.E.M. San Severino Marche	642	365

Fonte: AEEG.

#### TAV. 2.2

Progetti ammessi al trattamento incentivante

Costi in migliaia di euro

Dalle ultime relazioni si evince che lo stato di avanzamento dei lavori, a poco più di due anni dall'approvazione dei progetti, risulta essere in ritardo rispetto alle tempistiche iniziali.

A valle delle sperimentazioni, l'Autorità valuterà i risultati e renderà pubblici gli esiti dei singoli progetti, così da permettere la divulgazione delle esperienze. Tali evidenze concorreranno alla formulazione di una più mirata regolazione incentivante degli investimenti connessi con l'evoluzione delle reti di distribuzione verso il modello delle *smart grids*, anche alla luce delle nuove disposizioni normative in tema di promozione delle fonti rinnovabili e di evoluzione dei mercati elettrici, di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e ai decreti ministeriali 5 e 6 luglio 2012.

#### Oneri connessi con le attività nucleari residue (A.)

Secondo quanto previsto dalla legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, e dal decreto ministeriale 26 gennaio 2000, l'Autorità determina e aggiorna gli oneri connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti svolte dalla Società gestione impianti nucleari (Sogin), anche in consorzio con enti pubblici o altre società, tenendo conto di criteri di efficienza economica.

Nel corso del 2012, l'Autorità ha dunque provveduto al

riconoscimento a consuntivo degli oneri conseguenti allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti relative all'anno 2011 (delibera 18 maggio 2012, 192/2012/R/eel).

Nel mese di agosto 2012, con la delibera 2 agosto 2012, 340/2012/R/eel, l'Autorità ha provveduto alla determinazione a preventivo degli oneri nucleari per l'anno 2012 relativamente ai costi esterni delle attività commisurate e ai costi a utilità pluriennale.

Infine, con la delibera 28 dicembre 2012, 574/2012/R/eel, l'Autorità ha definito il nuovo quadro di regolazione pluriennale in materia di smantellamento delle attività nucleari residue per il periodo 2013-2016.

La nuova disciplina fissata dall'Autorità prevede, tra l'altro:

- una nuova classificazione dei costi riconosciuti a Sogin;
- un riconoscimento, di massima a preventivo e definitivo a consuntivo, dei costi di investimento (c.d. "costi a utilità pluriennale"), dei costi derivanti dalle disposizioni di legge in materia di sicurezza nucleare (c.d. "costi obbligatori") e dei costi esterni per la realizzazione delle attività di smantellamento e di chiusura del ciclo del combustibile (c.d. "costi esterni commisurati all'avanzamento");
- un riconoscimento a consuntivo fino a certi limiti identificati



tramite specifici *driver* - che misurano le attività di smantellamento - dei costi che hanno una dinamica connessa con l'andamento delle attività di smantellamento (per esempio, costi di personale per ingegneria, acquisti e appalti) (c.d. "costi commisurabili");

- la conferma del riconoscimento degli altri costi (c.d. "costi efficientabili"), sulla base del valore di un anno base, imponendo un recupero di produttività obbligatorio (diminuzione forzata dell'importo riconosciuto) per gli anni successivi;
- l'introduzione di un meccanismo di incentivi legato all'avanzamento fisico delle attività di smantellamento e focalizzato sul completamento di attività critiche definite *milestone*;
- un meccanismo di premio/penalità per l'avanzamento delle attività di smantellamento;
- la conferma, per il secondo periodo di regolazione, del sistema delle *milestone* come base per la determinazione del premio/penalità di cui al precedente alinea.

La delibera 574/2012/R/eeel rinvia a successivi provvedimenti la definizione dei parametri quantitativi per i criteri di efficienza economica del secondo periodo di regolazione, nonché per la definizione delle *milestone*. È altresì rinviata a successivo provvedimento la definizione dei criteri di efficienza economica e delle modalità di riconoscimento dei costi sostenuti da Sogin per le attività relative al Deposito nazionale e al Parco tecnologico delle disposizioni in materia di separazione contabile.

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

Nel corso del 2012 è proseguita l'attività finalizzata alla determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori non trasferite a Enel.

Sulla base delle risultanze di sedici istruttorie condotte dalla CCSE, l'Autorità ha approvato otto delibere che fissano le aliquote di integrazione tariffaria, fino al 2010, delle imprese elettriche minori a eccezione di una.

La CCSE ha inoltre avviato le istruttorie per l'approvazione delle aliquote 2011 per tutte le imprese isolate.

Con tali provvedimenti, l'Autorità ha recuperato per quasi tutte le imprese elettriche minori il ritardo nella determinazione di dette

aliquote, riconducibile all'elevato ricorso al contenzioso giudiziario da parte delle imprese regolate, nonché alle conseguenti difficoltà istruttorie.

#### Iniziative a sostegno della mobilità elettrica

Già nel corso del 2010, l'Autorità aveva avviato alcune iniziative a sostegno dello sviluppo della mobilità elettrica, con riferimento sia alla ricarica "privata" dei veicoli (con la delibera 19 aprile 2010, ARG/elt 56/10), sia a quella "pubblica" (con la delibera 15 dicembre 2010, ARG/elt 242/10), prevedendo inoltre di individuare con proprio provvedimento i progetti pilota da ammettere alle agevolazioni tariffarie.

Con la delibera 13 luglio 2011, ARG/elt 96/11 (di cui si è dato conto nella *Relazione Annuale* 2012, pagg. 59 e 60, Volume II), l'Autorità ha effettuato la selezione dei progetti pilota ammettendo alle agevolazioni tariffarie cinque progetti, riconducibili a tre modelli organizzativi di riferimento: modello distributore (un progetto), modello *service provider* in esclusiva (due progetti), modello *service provider* in concorrenza (due progetti); l'Autorità ha inoltre previsto che i proponenti i progetti pilota siano tenuti a presentare rapporti semestrali sullo stato di avanzamento delle attività.

Con la determinazione 31 ottobre 2012, 9/2012 - DIEG, è stato quantificato l'ammontare delle agevolazioni da riconoscere ai progetti pilota per l'anno 2011 e per il primo semestre dell'anno 2012. L'esame dei rapporti semestrali ha peraltro messo in evidenza che lo sviluppo temporale delle attività di installazione delle infrastrutture di ricarica è caratterizzato da un generalizzato ritardo rispetto alle previsioni effettuate dai proponenti, in fase di selezione e approvazione dei progetti. In ogni caso, tutti i progetti (a eccezione di quello del Comune di Parma) fanno registrare un effettivo avvio delle attività nei primi mesi dell'anno 2012. Le motivazioni dei ritardi sono legate agli aspetti tecnico-burocratici connessi con l'installazione delle infrastrutture di ricarica sul suolo pubblico o con la effettiva disponibilità dei veicoli coinvolti direttamente nei progetti, ovvero con le tempistiche di contrattualizzazione dei partecipanti ai progetti pilota.

Con la memoria per l'audizione presso la VIII Commissione ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera dei Deputati del 3 maggio 2012, l'Autorità ha evidenziato le proprie riflessioni e valutazioni sul tema della mobilità elettrica, con particolare

riferimento alla rapida evoluzione tecnologica in questo settore, sottolineando il rischio che dette evoluzioni tecnologiche possano rendere rapidamente obsolete le scelte compiute dal legislatore. Pertanto, l'Autorità ha rilevato l'esigenza di individuare soluzioni in grado di reggere il passo dell'evoluzione tecnologica e, comunque, dotate di adeguata flessibilità (cfr. il Capitolo 1 di questo Volume). In sintesi, l'Autorità ritiene: che nella fase di avvio della mobilità elettrica nel nostro Paese sia opportuno privilegiare lo sviluppo concentrato delle infrastrutture di ricarica nelle aree con più alto potenziale di utilizzo, anziché un'infrastrutturazione estensiva, maggiormente esposta al rischio di trasformarsi in un costo *stranded* (non recuperabile); che debba essere evitata la creazione di sussidi incrociati tra l'attività di distribuzione di energia elettrica e l'attività di realizzazione e gestione dei sistemi di ricarica; che la tariffa elettrica non debba essere utilizzata per "coprire" eventuali costi di ricarica divenuti irrecuperabili per obsolescenza; che sia garantita la compatibilità delle infrastrutture di ricarica eventualmente realizzate dai distributori di energia elettrica, affinché sia consentito l'accesso non discriminatorio a tutti i venditori di energia elettrica e, in definitiva, che il servizio di ricarica sia sviluppato in una prospettiva pro-competitiva.

#### Sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica

L'art. 17 del decreto legislativo n. 28/11 prevede che il gestore del sistema di trasmissione nazionale possa includere nel proprio Piano di sviluppo della rete sistemi di accumulo dell'energia elettrica, finalizzati a facilitare il servizio di dispacciamento degli impianti non programmabili.

In applicazione del citato decreto e in conformità con quanto previsto dall'art. 36, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11, il gestore può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi di energia elettrica mediante batterie; tali sistemi possono inoltre essere realizzati e gestiti anche dai gestori del sistema di distribuzione.

Come illustrato nella *Relazione Annuale* 2012 (pag. 59, Volume II), l'Autorità ha dunque previsto un'apposita incentivazione degli investimenti nei sistemi di accumulo, qualora detti investimenti siano riconducibili a progetti pilota, dei quali sono state delineate le caratteristiche.

Nel corso del 2012 sono state così avviate le attività per la definizione delle procedure e dei criteri di selezione dei progetti pilota relativi ai sistemi di accumulo sulla rete di trasmissione, rinviando all'anno successivo quelle relative alla rete di distribuzione, che dovranno essere inserite all'interno della prevista revisione della disciplina del dispacciamento.

La sperimentazione delle possibili soluzioni dei sistemi di accumulo applicabili alle reti di trasmissione risponde all'esigenza primaria di acquisire informazioni sulle tecnologie, sui costi, sui benefici, sul dimensionamento, sulla collocazione ottimale e sulle modalità di funzionamento di sistemi di accumulo testati in campo, in vista della definizione di un quadro regolatorio coerente con un'eventuale successiva introduzione di sistemi di accumulo nelle stesse reti di trasmissione.

Pertanto, in attuazione di quanto previsto nell'Allegato A alla delibera ARG/elt 199/11 (TIT), la delibera 12 luglio 2012, 288/2012/R/eel, ha definito la procedura e i criteri di selezione dei progetti pilota sulla rete di trasmissione (compresa la nomina della Commissione composta da esperti del Politecnico di Milano e di RSE) relativi a sistemi di accumulo ammessi al trattamento incentivante; la procedura e i criteri sono stati perfezionati per mezzo della determinazione 19 ottobre 2012, 8/2012 - DIEG.

Gli obiettivi primari che si prefiggono i sistemi di accumulo testati nei progetti pilota consistono nella riduzione della quantità di mancata produzione di energia da fonti rinnovabili non programmabili, dovuta a congestioni locali di rete (obiettivo principale), e nella fornitura del servizio di regolazione primaria (obiettivo accessorio).

In relazione agli investimenti in sistemi di accumulo previsti dal Piano di difesa 2012-2015 approvato dal Ministero dello sviluppo economico, con la delibera 7 febbraio 2013, 43/2013/R/eel, l'Autorità ha ammesso al trattamento incentivante due progetti pilota, che prevedono l'installazione di sistemi di accumulo con caratteristiche *power intensive* in Sicilia (Caltanissetta) e Sardegna (Ottana) di taglia massima pari a 8 MW ciascuno. I progetti pilota prevedono la sperimentazione di sistemi di accumulo tecnologicamente differenziati, in grado di garantire prestazioni ultrarapide.

Sulla base delle problematiche rilevate nei sistemi elettrici delle Isole maggiori, Terna ha proposto di sviluppare complessivamente 40 MW di sistemi di accumulo con caratteristiche *power intensive*, caratterizzati da prestazioni ultrarapide in Sardegna e Sicilia. In queste isole si sono infatti riscontrate criticità rilevanti dovute a



una serie di fattori legati alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, che comportano problematiche di esercizio in sicurezza, quali la bassa inerzia tipica dei sistemi isolani e la limitata capacità di regolazione disponibile dovuta al basso contributo alla regolazione delle risorse rinnovabili.

Sulla base di quanto sopra richiamato, l'Autorità ha proceduto all'approvazione di due progetti pilota in sistemi di accumulo con capacità massima pari a 8 MW ciascuno, previsti nell'ambito del Piano di difesa 2012-2015 approvato dal Ministero dello sviluppo economico, che prevedono l'installazione di sistemi di accumulo di tipo elettrochimico con caratteristiche *power intensive* in Sicilia e Sardegna. L'approvazione di tali progetti è subordinata all'adesione e al rispetto, da parte di Terna, di specifici obblighi di informazione e monitoraggio, nonché delle modalità operative della sperimentazione medesima, come definite dall'Autorità.

Riguardo agli investimenti in sistemi di accumulo fissati nel Piano di sviluppo 2011, approvato dal Ministero dello sviluppo

economico, con la delibera 21 febbraio 2013, 66/2013/R/eel, l'Autorità ha previsto:

- di estendere, in coerenza con i limiti nel frattempo individuati dal Ministero dello sviluppo economico, la dimensione delle sperimentazioni prevista inizialmente dalla delibera 288/2012/R/eel e limitata a tre progetti, approvando sei progetti pilota per una dimensione complessiva di 35 MW applicati lungo alcune direttrici critiche della RTN, dove più rilevante è il fenomeno della c.d. "mancata produzione da fonti rinnovabili";
- di considerare gli esiti del monitoraggio delle condizioni effettive di utilizzo dei sistemi di accumulo (in termini di funzionalità, efficacia, fattori di utilizzo ecc.) nel rispetto di un generale criterio di efficienza degli investimenti, quale elemento propedeutico rispetto all'avvio di eventuali ulteriori investimenti in sistemi di accumulo sulla RTN.

## Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

### Integrazione dei Mercati del giorno prima italiano e sloveno: market coupling sulla frontiera Slovenia-Italia

Il *market coupling* tra il Mercato del giorno prima gestito dalla Borsa elettrica italiana (Gestore dei mercati energetici - GME) e il Mercato del giorno prima gestito dalla Borsa elettrica slovena (BSP), per l'assegnazione implicita dei diritti di transito giornalieri sull'interconnessione italo-slovena, è entrato in operatività l'1 gennaio 2011 (provvedimenti 13 settembre 2010, ARG/elt 143/10, e 16 dicembre 2010, ARG/elt 243/10).

L'accordo iniziale italo-sloveno aveva durata annuale, ma è stato

prorogato fino al 30 giugno 2012, nelle more dell'approvazione di un accordo ponte che regolasse la restante parte dell'anno 2012. Tale accordo ponte (provvedimento 24 maggio 2012, 217/2012/R/eel) è entrato in vigore l'1 giugno 2012. La novità introdotta dall'accordo è un sistema di *settlement* afferente alle importazioni ed esportazioni concluse tramite il *market coupling*, finalizzato ad avvicinare le tempistiche di pagamento italiane (quindicesimo giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di negoziazione) a quelle slovene (secondo giorno lavorativo successivo a quello di negoziazione), essendo queste ultime già allineate a quelle delle principali Borse elettriche europee.



Tale sistema di *settlement* si basava sui seguenti cardini:

- la definizione del ruolo di *shipping agent*, quale soggetto responsabile sia di dare esecuzione fisica ai programmi di scambio di energia transfrontalieri risultanti dal *market coupling*, sia di fungere da controparte centrale nazionale per le importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling*;
- l'anticipazione del pagamento delle importazioni nette concluse tramite il *market coupling* allo *shipping agent* sloveno, suddivisa in due tranches:
  - il primo giorno lavorativo del mese M, Terna – in qualità di *shipping agent* italiano – trasferisce a Eles – Elektro Slovenija d.o.o., in qualità di *shipping agent* sloveno, una prima tranche pari alla somma algebrica tra i 2/3 del controvalore stimato delle importazioni nette per il mese M e il saldo del controvalore effettivo delle importazioni nette per il mese M-2 (ossia la differenza tra l'importo anticipato da Terna a Eles e l'importo effettivamente pagato da Eles nel mese M-2);
  - il quindicesimo giorno lavorativo del mese M, Terna trasferisce a Eles una seconda tranche pari a 1/3 del controvalore stimato delle importazioni nette per il mese M. Entro il medesimo termine, Eles versa a Terna gli interessi derivanti dall'anticipo dei pagamenti delle importazioni nette per il mese M-1;
- l'assegnazione alla CCSE della funzione di assicurare a Terna la liquidità necessaria per anticipare a Eles il pagamento delle importazioni nette concluse tramite il *market coupling*;
- la ripartizione fra i TSO delle rendite di congestione risultanti dal *market coupling* e in particolare:
  - la fatturazione delle rendite di congestione nel quinto giorno lavorativo del primo mese successivo al mese di consegna (M+1);
  - il pagamento delle rendite di congestione nel quindicesimo giorno lavorativo del primo mese successivo al mese di consegna (M+1).

L'accordo italo-sloveno è stato rinnovato per il 2013, prevedendo una radicale revisione del sistema di *settlement* finalizzata ad allineare le tempistiche di pagamento italiane a quelle slovene, limitatamente alla regolazione delle importazioni ed esportazioni concluse tramite il *market coupling* (provvedimento 20 dicembre 2012, 560/2012/R/feel). I principali elementi innovativi rispetto

all'accordo ponte del 2012 sono così riassumibili:

- la ridefinizione del ruolo di *shipping agent*, quale soggetto responsabile di dare esecuzione fisica ai programmi di scambio di energia transfrontalieri risultanti dal *market coupling*, e l'introduzione del ruolo di *central counter party*, quale soggetto responsabile di fungere da controparte centrale nazionale per le importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling*;
- l'assegnazione del ruolo di *shipping agent* ai TSO e del ruolo di *central counter party* rispettivamente al GME per l'Italia e a Eles per la Slovenia;
- la fatturazione e il pagamento fra le *central counter party* delle importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling*, e in particolare:
  - la fatturazione delle importazioni/esportazioni nel giorno di *trading* (o nel primo giorno lavorativo successivo in caso di giorno festivo);
  - il pagamento delle importazioni/esportazioni nel secondo giorno lavorativo successivo al giorno di fatturazione;
- l'assegnazione da parte del GME alla CCSE del ruolo di gestore dei pagamenti afferenti il *market coupling*, ossia di soggetto preposto, per conto del GME, a effettuare i pagamenti delle importazioni di energia e delle rendite di congestione risultanti dal *market coupling*, nonché a ricevere i pagamenti delle esportazioni di energia risultanti dal *market coupling* (la CCSE è quindi il soggetto che assicura la liquidità necessaria per anticipare i pagamenti a Eles, al fine di allineare le tempistiche di pagamento italiane a quelle slovene);
- la ripartizione fra i TSO delle rendite di congestione risultanti dal *market coupling* e, in particolare:
  - la fatturazione delle rendite di congestione nel quinto giorno lavorativo del primo mese successivo al mese di consegna (M+1);
  - il pagamento delle rendite di congestione nel nono giorno lavorativo del primo mese successivo al mese di consegna (M+1).

L'avvio del *market coupling* ha avuto un crescente impatto positivo sull'efficienza economica nell'allocazione della capacità transfrontaliera.

Anzitutto, il *market coupling* ha determinato, sulla frontiera italo-

slovena, flussi commerciali di energia coerenti con i differenziali di prezzo tra le rispettive Borse elettriche. Ciò è dovuto anche alla crescita esponenziale della quota media di capacità originariamente assegnata attraverso aste esplicite annuali e mensili che, non essendo utilizzata dagli acquirenti, viene rivenduta su base giornaliera tramite il *market coupling* (*Use-It Or Sell-It*: UIOSI): 20% nel 2011, 95% nel 2012 e 100% nel primo

trimestre 2013. Ciò significa che attualmente l'allocazione della capacità sulla frontiera italo-slovena ha luogo per intero tramite *market coupling*. Di pari passo è cresciuta anche la capacità media allocata a livello giornaliero: 126 MW nel 2011, 404 MW nel 2012 e 530 MW nel primo trimestre 2013. Infine, si è registrato anche un non trascurabile numero di ore di convergenza dei prezzi, sia nel 2011 sia nel 2012, pari al 20% delle ore dell'anno.

---

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

---

### Procedimento di valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale

---

Con la delibera 22 marzo 2012, 102/2012/R/ee1, l'Autorità ha adottato specifiche disposizioni in relazione alle modalità di consultazione pubblica dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN, ai sensi dell'art. 36, comma 13, del decreto legislativo n. 93/11; ciò in considerazione del fatto che le tematiche oggetto della consultazione presentano un elevato livello di complessità e di rilevanza strategica ai fini dello sviluppo del sistema elettrico.

Nel mese di maggio 2012, l'Autorità ha reso disponibile sul

proprio sito internet, ai fini della consultazione, lo schema di Piano decennale relativo all'anno 2012. Nell'ambito della consultazione sono state organizzate dall'Autorità due sessioni pubbliche di presentazione dello schema da parte di Terna, con la partecipazione dei soggetti interessati rappresentativi del sistema elettrico (operatori e consumatori e loro associazioni). È stata inoltre prevista la possibilità, per tutti i soggetti interessati, di far pervenire a Terna eventuali quesiti specifici sul documento, le cui risposte, elaborate da Terna, sono poi state pubblicate sui siti internet sia dell'Autorità sia di Terna.

Il procedimento di valutazione dello schema di Piano decennale è attualmente in fase di elaborazione.

# Promozione della concorrenza e tutela dell'ambiente

## Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati al dettaglio

### Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

L'attività di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine da parte dell'Autorità si svolge con cadenza periodica (settimanale o mensile), col supporto assicurato dagli Uffici del GME e di Terna. Come previsto dalla delibera ARG/elt 115/08, tale attività è imperniata sull'analisi di una reportistica settimanale/mensile predisposta dai predetti Uffici sulla base delle metodologie definite dall'Autorità, che consente di evidenziare eventuali anomalie e di innescare ulteriori approfondimenti, propedeutici all'eventuale apertura di apposite istruttorie.

Sono inoltre previste *ex lege* alcune relazioni e alcuni rapporti informativi, di carattere prevalentemente tecnico, che l'Autorità predispone e trasmette alle Commissioni parlamentari competenti e al Ministero dello sviluppo economico per fornire informazioni sullo stato dei mercati, e di cui si è dato conto nel Capitolo 1 di questo Volume.

In particolare, nella relazione dell'11 marzo 2012, redatta ai sensi dell'art. 28, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99, rivolta alle competenti Commissioni parlamentari (11 marzo 2012, 56/2012/l/com), l'Autorità ha tra l'altro illustrato le condizioni di funzionamento e concorrenzialità dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica. Nella relazione si forniscono le principali motivazioni alla base del divario tra i prezzi all'ingrosso nazionali e quelli dei principali paesi europei, nonché tra i prezzi registrati nelle zone che compongono il Continente e quelli registrati nelle due Isole maggiori, sia nel Mercato del giorno prima, sia nel Mercato per il servizio di dispacciamento.

In aggiunta, nel rapporto riservato al Ministero dello sviluppo economico del 29 marzo 2012 (112/2012/l/eeel), previsto dall'art. 11, comma 1, del decreto del Ministero dello sviluppo economico

del 29 aprile 2009, l'Autorità ha approfondito molte tematiche afferenti il mercato elettrico già affrontate dalla stessa Autorità nella relazione rivolta alle Commissioni parlamentari dell'11 marzo (56/2012/l/com). Nello specifico, viene fornita un'analisi quantitativa svolta sulla base dei dati di monitoraggio relativi agli anni 2010 e 2011 in merito:

- all'evoluzione del parco di generazione nazionale, con particolare riferimento ai livelli di adeguatezza del sistema elettrico nel Continente e nelle due Isole maggiori;
- all'evoluzione della RTN, con particolare riferimento agli interventi infrastrutturali necessari a ridurre le congestioni presenti sulla rete rilevante;
- all'evoluzione della struttura del mercato, con particolare riferimento al livello di concorrenzialità presente nelle diverse zone di mercato;
- all'andamento dei prezzi nel Mercato del giorno prima e nel Mercato per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento alla situazione delle due Isole maggiori e all'effetto della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili sugli esiti del mercato e sull'attività di dispacciamento.

Successivamente, nella segnalazione sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e le relative criticità dell'11 ottobre 2012, ai sensi dell'art. 3, comma 10-ter, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, come convertito nella legge n. 2/09 (410/2012/l/com), l'Autorità ha, tra le altre cose, evidenziato la necessità di promuovere un maggior coordinamento tra il nuovo mercato della capacità, di cui alla delibera ARG/elt 98/11, e le procedure autorizzative alla costruzione e all'esercizio di nuovi



impianti di generazione. In particolare, è stato rilevato come un'opportuna applicazione dell'art. 3, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, potrebbe contribuire a mitigare in misura non trascurabile il rischio autorizzativo e a coordinare le procedure autorizzative con il mercato della capacità. Tale articolo prevede infatti che gli impianti e le infrastrutture individuati con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministero dello sviluppo economico, d'intesa con la Conferenza unificata, siano dichiarati «di pubblica utilità, nonché urgenti e indifferibili, ai sensi delle normative vigenti». L'Autorità ha segnalato l'opportunità di far ricadere nel predetto decreto tutti gli impianti in fase di progettazione o riprogettazione contrattualizzati da Terna tramite il mercato della capacità di cui alla delibera ARG/elt 98/11. Ciò avrebbe l'effetto di promuovere la partecipazione al mercato della capacità di nuovi investitori, i quali orienterebbero i propri investimenti basandosi principalmente su logiche di mercato. In tale contesto, sarebbe infatti il mercato stesso a incanalare i nuovi investitori in una procedura autorizzativa dai tempi e dagli esiti meno rischiosi, con beneficio per tutto il sistema in termini di corretta localizzazione della capacità produttiva e di riduzione delle barriere all'entrata nel mercato italiano.

#### Monitoraggio del mercato al dettaglio

Il monitoraggio dei mercati al dettaglio risponde all'esigenza di monitorare l'andamento del mercato *retail* ed è previsto dal decreto legislativo n. 93/11 (per un'esaustiva illustrazione si rimanda alla *Relazione Annuale 2012*, pagg. 66 e 67, Volume II). Con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11, l'Autorità ha definito i soggetti obbligati, vale a dire gli esercenti la vendita o le imprese distributrici tenuti all'invio dei dati di base necessari per il calcolo degli indicatori da parte dell'Autorità, nonché l'insieme minimo di indicatori di mercato e le relative modalità di calcolo. Inoltre, sono state definite le attività di rilevazione dei dati di base (quali dati raccogliere, con che cadenza e con quali modalità) e le modalità di pubblicazione e aggiornamento degli esiti del monitoraggio della vendita al dettaglio.

Nel mese di gennaio 2012 l'Autorità ha avviato la raccolta sistematica dei dati di base, relativamente a 116 operatori, di cui 13 distributori di energia elettrica e 44 venditori<sup>16</sup>. Di questi

ultimi solo tre sono monofornitura, mentre i rimanenti vendono sia energia elettrica sia gas naturale. Il primo *Rapporto Annuale* verrà pubblicato dall'Autorità entro il 30 luglio 2013 e riguarderà gli indici misurati sull'anno 2012, nonché la relativa analisi circa l'evoluzione delle condizioni di funzionamento dei mercati della vendita al dettaglio, con particolare riferimento al grado di apertura e ai livelli di concorrenzialità e trasparenza, nonché al grado di partecipazione e di soddisfazione dei clienti finali.

Nell'ambito del sistema di monitoraggio *retail* sono confluite, sempre a partire dal mese di gennaio 2012, anche le raccolte che venivano effettuate dall'Autorità relativamente sia all'evoluzione dei regimi di tutela per i clienti finali, definiti secondo quanto previsto dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, e come confermato dal decreto legislativo n. 93/11 (servizio di maggior tutela e servizio di salvaguardia), sia alle informazioni riguardanti il fenomeno della morosità.

In particolare, l'Autorità pubblica sul proprio sito internet l'evoluzione dei clienti serviti nella maggior tutela sulla base dei dati inviati mensilmente dagli esercenti la maggior tutela. I dati pubblicati, aggregati per trimestre e per zona geografica, riguardano il numero di punti di prelievo serviti nel regime di maggior tutela, i passaggi al mercato libero (per i quali viene indicato anche il dettaglio dei passaggi a società legate all'esercente la maggior tutela) e gli eventuali rientri dal mercato libero al servizio di maggior tutela. Non sono annoverati i cambi di fornitore dei clienti tra gli operatori del mercato libero.

Con riferimento alle informazioni sulla morosità, alcune sintesi circa l'andamento delle sospensioni sono state riportate dall'Autorità nel documento per la consultazione 29 novembre 2012, 511/2012/R/eel, con l'obiettivo di fornire le prime indicazioni circa l'evoluzione di tale fenomeno per i clienti di piccola dimensione. I dati hanno riportato il rapporto percentuale tra il numero di richieste di sospensione presentate dagli esercenti la vendita di energia elettrica che partecipano al monitoraggio dei mercati *retail* e il numero dei punti di prelievo serviti dai medesimi, distinto per tipologia di cliente finale (domestico, non domestico) e per area geografica, nonché riferiti agli anni 2010, 2011 e al primo semestre dell'anno 2012.

L'analisi dei dati raccolti è essenziale per indagare l'assetto del mercato e il suo funzionamento e per intervenire ove si

<sup>16</sup> Per un'analisi completa sui soggetti obbligati, si veda anche il paragrafo sulla promozione della concorrenza nel mercato del gas.

riscoprino potenziali anomalie nel funzionamento del mercato stesso. In tale ambito, proprio l'analisi dei dati relativi ai prezzi medi praticati ai clienti finali di piccole dimensioni nel mercato libero ha evidenziato come detti prezzi siano stati, nel corso dell'anno 2011, in diversi casi superiori a quelli praticati per i regimi di tutela. Con la delibera 26 luglio 2012, 317/2012/E/com, l'Autorità ha conseguentemente avviato un'indagine conoscitiva sul mercato libero e sulle condizioni di vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale ai clienti di piccole dimensioni, perseguendo l'obiettivo di verificare l'effettiva resistenza di un più alto livello di prezzi nel mercato libero e di identificarne le cause sottostanti, valutando in particolare se tra le medesime sia inclusa anche quella relativa a un basso livello di consapevolezza dei consumatori (vedi il Capitolo 5).

Infine, per l'anno 2013, l'Autorità ha nuovamente identificato i soggetti obbligati all'invio dei dati oggetto del monitoraggio, pubblicando sul sito internet l'elenco di tali soggetti. Nello specifico, risultano obbligati complessivamente 115 soggetti. Con riferimento al solo settore dell'energia elettrica, risultano obbligati 13 distributori di energia elettrica e 46 venditori di energia elettrica. Di questi ultimi solo quattro sono monofornitura, mentre i rimanenti vendono sia energia elettrica sia gas naturale. Le raccolte dei dati, riferite alle informazioni rilevanti a partire dall'1 gennaio 2013, hanno avuto inizio dal mese di aprile 2013.

#### Sistema informativo integrato

Nel corso del 2012 si è avviata e conclusa la prima fase di attuazione del Sistema informativo integrato (SII) per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, basato su una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali, secondo il percorso delineato con il documento per la consultazione 15 settembre 2011, DCO 35/11, che si articola in tre momenti successivi:

- quello iniziale, in cui avviene il popolamento del Registro centrale ufficiale (RCU) del SII e vengono fornite le prime prestazioni da parte del SII, individuate tenendo conto delle esigenze di sviluppo delle fasi successive;
- quello intermedio, in cui il SII rende disponibile progressivamente la maggior parte dei processi, anche se in una configurazione "minima";

- quello finale, in cui il SII fornisce in modo completo tutte le prestazioni previste e i processi vengono gestiti a regime.

Con le delibere 8 marzo 2012, 79/2012/R/com, e 5 aprile 2012, 132/2012/R/com, l'Autorità ha dato attuazione alle attività preparatorie previste nella fase iniziale. In particolare, con la delibera 79/2012/R/com l'Autorità ha approvato il regolamento di funzionamento del SII, ai sensi dell'art. 2 della delibera 17 novembre 2010, ARG/com 201/10, e ha:

- individuato i soggetti tenuti ad accreditarsi al SII in qualità di utenti;
- stabilito che le procedure di accreditamento, al fine di consentire l'avvio della fase 1 secondo le tempistiche prospettate nel documento per la consultazione DCO 35/11, siano ultimate entro il 31 dicembre 2012.

Con la delibera 132/2012/R/com, l'Autorità ha definito le modalità di popolamento e aggiornamento dell'RCU. In particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere che il set di dati costituenti l'RCU, al termine della prima fase di popolamento, costituisca il punto di partenza per la successiva gestione, da parte del SII, di tutte le variazioni che riguardano la relazione tra un punto di prelievo, utenti interessati al punto e cliente finale titolare del punto (per esempio, in seguito alla gestione dei processi relativi all'attivazione e disattivazione di punti, *switching*).

Con il documento per la consultazione 12 novembre 2012, 481/12/R/com, sono stati illustrati dettagliatamente gli orientamenti relativi ai processi che si intendono prioritariamente affidare alla gestione del SII nel corso dell'attuazione della seconda fase. Tra questi, coerentemente con quanto già previsto nel precedente documento per la consultazione DCO 35/11, sono stati identificati:

- le prestazioni finalizzate alla determinazione e messa a disposizione dei dati rilevanti ai fini del *settlement* mensile (anagrafica ex *Testo integrato settlement* - TIS, coefficienti di ripartizione del prelievo attribuiti a ciascun utente del dispacciamento o CRPU, valori del prelievo residuo di area o PRA e delta PRA), resi attualmente disponibili agli utenti del dispacciamento nell'ambito del tradizionale rapporto bilaterale con le imprese distributrici e con Terna;



- il *pre-check*, ossia l'attività di verifica, da parte di un venditore interessato a chiedere lo *switching* presso un determinato punto di prelievo, dell'abbinamento tra i dati identificativi del punto di prelievo e quelli del cliente finale e dello stato di attivazione del punto.

Con il documento per la consultazione 481/12/R/com, l'Autorità ha inoltre proposto di rivedere le modalità di identificazione e di aggiornamento della relazione tra punto di prelievo, contratti funzionali all'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione (trasporto) e dispacciamento, contratti di vendita e cliente finale, anche al fine di consentire, per il tramite del SII, l'esecuzione di nuove prestazioni finalizzate alla gestione commerciale del cliente. Quale primo passo per avviare tale revisione è stato proposto che anche i venditori di energia elettrica ai clienti finali, che non svolgono le attività connesse con il dispacciamento e con il trasporto dell'energia elettrica e per i quali è previsto obbligatoriamente l'accreditamento, possano registrarsi al SII per l'esecuzione di nuove prestazioni finalizzate alla gestione commerciale del cliente, tra cui il citato *pre-check*.

#### Standardizzazione dei flussi informativi inerenti alle misure elettriche

Con la delibera 1 marzo 2012, 65/2012/R/eel, l'Autorità ha

approvato direttive in tema di standardizzazione dei flussi informativi inerenti alle misure periodiche dei punti di prelievo, trattati orari e non trattati orari e relative rettifiche, nonché di quelli scambiati in occasione dello *switching*.

Con la determina della Direzione mercati n. 6/2012 è stato emanato il documento *Utilizzo e caratteristiche dei tracciati di comunicazione delibera 65/2012/R/eel - Allegato A*, insieme agli allegati riportanti i tracciati XSD e gli esempi XML.

Con lo scopo di favorire un'adeguata pianificazione temporale di tutte le fasi necessarie all'adeguamento informatico richiesto e garantire così il buon esito degli scambi, peraltro funzionali alla fatturazione dei servizi, sono state previste tempistiche differenziate di entrata in vigore ovvero:

- l'1 febbraio 2013 per i flussi inerenti alle misure periodiche dei punti di prelievo trattati orari (di cui al comma 18.3 del TIV) e alle connesse rettifiche (di cui al comma 19.1 del TIV), nonché per le relative disposizioni di cui ai punti 1 e 2 della delibera 65/2012/R/eel;
- l'1 marzo 2013 per i flussi inerenti alle misure periodiche dei punti di prelievo non trattati orari (di cui ai commi 18.4 e 18.5 del TIV) e alle connesse rettifiche (di cui al comma 19.1 del TIV), nonché per le relative disposizioni di cui ai punti 1 e 2 della delibera 65/2012/R/eel;
- l'1 aprile 2013 per i flussi rimanenti e per le relative disposizioni di cui al punto 3 della delibera 65/2012/R/eel.



## Promozione della tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita

Connessione degli impianti di produzione – Aggiornamento del Testo integrato delle connessioni attive per la definizione di nuovi strumenti per superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche

Con la delibera 28 maggio 2012, 226/2012/R/eel (cui hanno fatto seguito le relative disposizioni per la sua attuazione con la delibera 26 luglio 2012, 328/2012/R/eel), l'Autorità è nuovamente intervenuta al fine di definire strumenti per superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche. Tale criticità si presenta nel momento in cui vi sono preventivi di connessione accettati, ai quali non fa seguito la concreta realizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica. La saturazione virtuale delle reti, particolarmente diffusa in alcune aree del Centro-Sud, costituisce una vera e propria barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono a ottenere la connessione in tempi rapidi, anche se la rete è satura solo "sulla carta". Tale problema può avere varie cause: è possibile, da un lato, che alcuni produttori presentino richieste di connessione e accettino preventivi per potenze superiori a quelle che intendono effettivamente realizzare, al fine

di richiedere l'avvio di più procedimenti autorizzativi in parallelo, concludendo, in tempi rapidi, solo alcuni di essi; dall'altro lato, è altresì possibile che i preventivi accettati siano poi oggetto di negoziazione anche a fini speculativi.

Il nuovo intervento dell'Autorità ha fatto seguito, in attesa della sentenza definitiva, alle sospensive concesse dal Consiglio di Stato in relazione al corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete, che era stato precedentemente introdotto. Infatti, nell'agosto 2010 e nel dicembre 2011, l'Autorità aveva previsto che il richiedente, qualora diverso da un cliente finale domestico, nel caso di impianti di produzione da connettere con una linea critica o in un'area critica<sup>11</sup>, dovesse versare al gestore di rete, all'atto dell'accettazione del preventivo, un corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete<sup>12</sup>. Tale corrispettivo trovava applicazione anche nel caso di richieste di connessione già inviate al gestore di rete perché, diversamente, il problema della saturazione virtuale delle reti non avrebbe potuto essere né risolto né attenuato.

La regolazione oggi vigente prevede che la prenotazione definitiva della capacità di rete avvenga al termine del procedimento per l'autorizzazione ai fini della costruzione e dell'esercizio

<sup>11</sup> Le aree e le linee critiche sono individuate sulla base di criteri definiti dall'Autorità (nel caso di connessioni in bassa e media tensione) e da Terna (nel caso di connessioni in alta e altissima tensione).

<sup>12</sup> I corrispettivi erano definiti in modo diverso. Più in dettaglio, il corrispettivo previsto con la delibera 4 agosto 2010, ARG/elc 125/10, era pari a:

- 20.250 €/MW nei casi di connessione con le reti in AT e AAT;
- 60.000 €/MW nei casi di connessione con le reti in MT;
- 110 €/kW nei casi di connessione con le reti in BT.

Tale corrispettivo avrebbe dovuto essere versato ogni anno fino alla completa realizzazione degli impianti di produzione e sarebbe stato trattenuto in tutti i casi di mancata realizzazione dell'impianto di produzione (per il 70% del totale, nei casi di rinuncia). La delibera trovava applicazione anche nel caso di richieste di connessione già inviate al gestore di rete perché, diversamente, il problema della saturazione virtuale delle reti non avrebbe potuto trovare soluzione. Invece, con la delibera 22 dicembre 2011, ARG/elc 187/11 (assunta a seguito della sospensiva della delibera ARG/elc 125/10, nelle parti relative al corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete, concessa dal TAR Lombardia), l'Autorità ha previsto che il corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete sia pari a 20,25 €/kW (il valore più basso tra quelli definiti con la precedente delibera ARG/elc 125/10). Tale corrispettivo avrebbe dovuto essere versato solo *uno tantum* (non più ogni anno) e sarebbe stato trattenuto nei casi di mancata realizzazione dell'impianto di produzione, a eccezione dei casi di decadenza o rinuncia nei primi due anni dalla data di accettazione del preventivo e, oltre i primi due anni, a eccezione dei casi di esito negativo dell'iter autorizzativo non imputabile al produttore.

dell'impianto di produzione. Rimane fermo un periodo, iniziale, di durata differenziata in base al livello di tensione cui sarà erogata la connessione, durante il quale la soluzione tecnica per la connessione resta valida e consente la prenotazione temporanea della relativa capacità di rete (tranne gli impianti fino a 1 MW per i quali la prenotazione della capacità di rete è, fin da subito, definitiva). Tale regolazione si applica anche nel caso di richieste di connessione già inviate al gestore di rete.

#### Dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e dalla generazione distribuita

Nel corso del 2012, l'Autorità ha dato seguito al procedimento avviato con la delibera 17 novembre 2011, ARG/elt 160/11, relativa alla revisione della disciplina del dispacciamento, con l'obiettivo di soddisfare le necessità più urgenti poste dalle fonti rinnovabili non programmabili.

Così, in relazione alle esigenze di ampliamento dell'intervallo di frequenza di funzionamento di tutti gli impianti di generazione distribuita, che è stato allineato a quello previsto per gli impianti connessi direttamente con la RTN, l'Autorità è intervenuta con il provvedimento 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel, approvando, tra l'altro, l'Allegato A70 al Codice di rete di Terna, recante la *Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita*, e definendo le opportune tempistiche per una sua rapida implementazione, distinguendo tra impianti di nuova realizzazione e impianti esistenti. In particolare, con la menzionata delibera sono state definite le caratteristiche che i nuovi *inverter*, ovvero le nuove macchine rotanti, e i nuovi sistemi di protezione d'interfaccia devono avere, al fine di essere installati sui nuovi impianti di produzione di energia elettrica BT e MT; sono stati inoltre definiti gli interventi di *retrofit* sugli impianti esistenti di potenza superiore a 50 kW connessi in MT, per l'adeguamento ad alcune delle predette caratteristiche degli *inverter*, ovvero delle macchine rotanti e dei sistemi di protezione d'interfaccia già installati. Tali dispositivi non solo sono funzionali a evitare la disconnessione degli impianti di generazione distribuita, qualora la frequenza di rete rimanga compresa nell'intervallo 47,5 Hz-51,5 Hz<sup>13</sup>, ma servono anche per consentire la prestazione di servizi

di rete che potrebbero diventare rilevanti nell'ottica futura di gestione attiva delle reti di distribuzione. Proprio in tal senso, con la delibera 20 dicembre 2012, 562/2012/R/eel, l'Autorità ha modificato la delibera 84/2012/R/eel, al fine di recepire la nuova formulazione della Norma CEI 0-16 (relativa agli impianti MT).

In merito poi alla possibilità di consentire a Terna azioni di riduzione selettiva della generazione distribuita, con la delibera 2 agosto 2012, 344/2012/R/eel, l'Autorità ha approvato l'Allegato A72 al Codice di rete di Terna, recante la *Procedura per la riduzione della generazione distribuita in condizioni di emergenza del Sistema elettrico nazionale* (RIGEDI), con il quale, al fine di garantire la sicurezza del Sistema elettrico nazionale, si prevede che, qualora non siano possibili diverse azioni:

- vengano disconnessi alcuni impianti connessi con le reti MT, di potenza maggiore o uguale a 100 kW, alimentati dalle fonti non programmabili solare fotovoltaica o eolica, che immettono in rete tutta la produzione (al netto dei servizi ausiliari);
- la predetta disconnessione, nel caso di impianti MT su linee dedicate, venga effettuata direttamente dalle imprese distributrici con preavviso di 60 minuti;
- le eventuali disconnessioni degli altri impianti eolici o fotovoltaici connessi in MT vengano effettuate dai produttori, con preavviso di sette giorni e salvo revoca il secondo giorno prima della disconnessione, in attesa dell'implementazione dei dispositivi necessari per il teledistacco.

Per quanto riguarda l'esigenza di promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, con la delibera 5 luglio 2012, 281/2012/R/efr, l'Autorità ha definito una prima regolazione del servizio di dispacciamento, anche nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Ciò costituisce un primo passo verso l'applicazione del principio di corretta attribuzione dei costi ai soggetti che contribuiscono a generarli. In particolare, è stato definito un periodo transitorio iniziale (in vigore dall'1 gennaio 2013), durante il quale viene applicata una franchigia entro cui gli sbilanciamenti continuano a essere valorizzati al prezzo zonale orario (allocando, quindi, i

<sup>13</sup> È l'intervallo che sostituisce quello di 49,7 Hz-50,3 Hz, per evitare i problemi di sicurezza delle reti che potrebbero derivare dal repentino venir meno della generazione distribuita - ormai non più trascurabile - a seguito di esigue variazioni della frequenza di rete.



relativi oneri alla collettività), al fine di garantire la necessaria gradualità nella gestione degli impianti di produzione, ferma restando l'esigenza di pervenire rapidamente a una situazione a regime che sia il più possibile *cost reflective*. Tale franchigia non è differenziata per fonte ed è posta pari al 20% del programma vincolante, modificato e corretto, del punto di dispacciamento per il primo semestre del 2013, mentre è pari al 10% del programma vincolante, modificato e corretto, del punto di dispacciamento per il secondo semestre del 2013. La nuova regolazione trova applicazione nei confronti degli utenti del dispacciamento. Qualora l'utente del dispacciamento sia il GSE (cioè per CIP6, ritiro dedicato, scambio sul posto, tariffa fissa onnicomprensiva), i corrispettivi di sbilanciamento vengono trasferiti ai produttori solo nel caso di ritiro dedicato e delle nuove tariffe incentivanti, previste dai decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012 per impianti di potenza fino a 1 MW.

Con la delibera 22 novembre 2012, 493/2012/R/cfr, sono state approvate le modalità di tale trasferimento, come definite dal GSE sulla base dei criteri previsti dall'Autorità.

Sono, infine, attualmente in corso di implementazione gli interventi necessari per soddisfare l'esigenza di valutare una più generale revisione dell'attuale disciplina del dispacciamento, tenendo conto del nuovo contesto strutturale e di mercato. In particolare:

- per quanto riguarda la gestione della RTN, risulta opportuno rivedere e aggiornare la regolazione complessiva del dispacciamento, affinché sia più aderente alla nuova realtà e consenta una partecipazione più attiva anche da parte di impianti che, fino a oggi, non hanno prestato servizi di rete (se non in piccola parte), nonché un maggiore utilizzo di tali risorse da parte di Terna;
- per quanto riguarda la gestione delle reti di distribuzione, appare utile individuare, tra i diversi possibili modelli di dispacciamento, quello che più si addice alle caratteristiche delle reti e del sistema elettrico italiano, per poi procedere con l'implementazione della regolazione del dispacciamento delle reti di distribuzione, oggi assente. Solo in questo modo si potranno sfruttare appieno (e non solo tramite una serie di automatismi) le potenzialità dei dispositivi che già dal 2012 devono essere obbligatoriamente installati sugli impianti di produzione, per effetto dell'applicazione delle nuove Norme

CEI 0-16 e CEI 0-21. Ciò consentirebbe la partecipazione attiva da parte dei produttori al mercato elettrico, anche abilitando le unità di generazione distribuita alla fornitura di risorse per il dispacciamento che, a oggi, solo i generatori di grande taglia, collegati alla RTN, possono e/o devono fornire. Peraltro, in futuro, l'implementazione della regolazione del dispacciamento sulle reti di distribuzione potrebbe consentire una partecipazione più attiva anche da parte dei clienti finali, promuovendo soluzioni di *demand side management*.

Tutti questi elementi hanno l'obiettivo di consentire una maggiore diffusione della generazione distribuita e delle fonti rinnovabili non programmabili, ottimizzando la gestione delle reti e garantendone la sicurezza.

#### Regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo e nel caso di reti private

Il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, la legge n. 99/09 e il conseguente decreto del Ministro dello sviluppo economico 10 dicembre 2010 definiscono, tra l'altro, i Sistemi efficienti di utenza (SEU) e le Reti interne di utenza (RIU) (cfr. pag. 45, Volume II, della *Relazione Annuale* 2011), attribuendo all'Autorità il compito di definire i criteri e le condizioni per l'erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento. Al riguardo, già nel 2011 l'Autorità aveva presentato i propri orientamenti con il documento per la consultazione 15 settembre 2011, DCO 33/11; tuttavia il quadro definitorio risulta profondamente innovato per effetto dell'art. 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, che ha recepito in Italia i c.d. "sistemi di distribuzione chiusi" e gli esiti del contenzioso promosso da Enel Distribuzione presso il TAR Lazio avverso il sopra citato decreto ministeriale 10 dicembre 2010.

In particolare:

- il TAR Lazio, con la sentenza n. 6407/2012, ha:
  - annullato la definizione di sistemi di autoapprovvigionamento energetico contenuta nel decreto ministeriale 10 dicembre 2010, poiché tale definizione avrebbe ampliato illegittimamente l'area delle configurazioni non rientranti tra le reti elettriche, riducendo al contempo quella delle reti



elettriche, in assenza di una norma primaria che legittimi tale operazione;

- evidenziato che il divieto di connettere terzi, nel caso di gestori di reti private, è già previsto dalla normativa primaria, in particolare nelle prescrizioni del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, che istituiscono il regime concessorio dell'attività di distribuzione, sostenendo che l'attività di distribuzione può essere svolta esclusivamente dai soggetti concessionari e, in via eccezionale, da altri soggetti per i quali sussistono precise disposizioni in normativa primaria;
- la direttiva europea 2009/72/CE, come si può evincere dalla nota interpretativa del 22 gennaio 2010 redatta dalla Commissione europea, considera i sistemi di distribuzione chiusi come veri e propri sistemi di distribuzione, ai quali lo Stato membro può concedere alcune deroghe rispetto alla più generale regolazione che la direttiva impone alle imprese distributrici;
- l'art. 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, recepisce l'art. 28 della direttiva 2009/72/CE, ossia il concetto di sistema di distribuzione chiuso.

Alla luce di quanto esposto, sono state avviate nuove consultazioni in sostituzione del precedente documento per la consultazione DOC 33/11.

#### Implementazione dei nuovi strumenti incentivanti definiti dai decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012

Con i decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012 sono stati definiti i nuovi strumenti incentivanti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Per effetto del decreto interministeriale 5 luglio 2012 (c.d. "V Conto energia"), che trova applicazione per gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012:

- gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW hanno diritto a una tariffa onnicomprensiva da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete, nonché a un premio da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito;
- gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW hanno diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete

(che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa onnicomprensiva e il prezzo zonale orario, nonché a un premio da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito.

Inoltre, il decreto interministeriale 6 luglio 2012, che trova applicazione per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare, entrati in esercizio dall'1 gennaio 2013 (fatte salve le deroghe ivi riportate), prevede che:

- gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW abbiano diritto a una tariffa onnicomprensiva (comprensiva di eventuali premi) da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete;
- gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa onnicomprensiva (tenendo conto degli esiti delle procedure d'asta ove applicabili e comprensiva di eventuali premi spettanti) e il prezzo zonale orario.

Al fine di dare attuazione a tali decreti, con la delibera 12 luglio 2012, 293/2012/R/efr, l'Autorità ha avviato un apposito procedimento, nel cui ambito tra l'altro:

- ha definito le modalità di ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili per la quale vengono erogate le tariffe fisse onnicomprensive e le modalità di cessione al mercato della medesima energia elettrica da parte del GSE (delibera 2 agosto 2012, 343/2012/R/efr). Più in dettaglio si prevede che:
  - le modalità di ritiro e le modalità di cessione al mercato della medesima energia elettrica da parte del GSE siano analoghe a quelle già previste dalla delibera 8 gennaio 2009, ARG/elt 1/09, poiché il ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva, già oggi vigente, è concettualmente analogo a quello previsto dai nuovi decreti;
  - i corrispettivi di sbilanciamento sostenuti dal GSE, in relazione all'energia elettrica prodotta da impianti per i quali vengono erogate le tariffe fisse onnicomprensive, siano posti in capo ai produttori che accedono alle

medesime tariffe secondo modalità analoghe a quelle adottate nel caso di ritiro dedicato;

- ha approvato i contratti tipo predisposti dal GSE ai fini dell'erogazione degli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici (delibera 6 dicembre 2012, 516/2012/R/efr);
- ha definito, con la delibera 7 febbraio 2013, 47/2013/R/efr, i criteri per:
  - l'individuazione dei consumi dei servizi ausiliari di centrale, nonché delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica, da applicarsi per gli impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 1 MW, ammessi a beneficiare degli incentivi di cui ai decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012;
  - la redazione delle procedure che il GSE deve seguire ai fini della quantificazione del fattore percentuale convenzionale correlato ai consumi dei servizi ausiliari, alle perdite di trasformazione e alle perdite di linea fino al punto di connessione.

I decreti 5 e 6 luglio 2012 prevedono una serie di altre attività in capo all'Autorità, finalizzate a promuovere l'integrazione nel sistema elettrico degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e di generazione distribuita. Tali attività sono già in corso e sono illustrate nel paragrafo dedicato al dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e dalla generazione distribuita (in questo Capitolo).

#### Revisione delle modalità di erogazione dello scambio sul posto

Con la delibera 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr, l'Autorità ha aggiornato le modalità di erogazione del servizio di scambio sul posto, pur continuando a prevedere una compensazione economica tra l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata.

Tale modalità risulta, infatti, essere l'unica compatibile con il libero mercato dell'energia elettrica e consente di evitare le problematiche che deriverebbero dal *net metering* (ossia la compensazione fisica tra l'energia immessa e l'energia prelevata). Infatti, il *net metering* prevede che la regolazione si applichi al solo

saldo di energia elettrica pari alla differenza tra l'effettiva energia immessa e l'effettiva energia prelevata, entrambe contabilizzate su un periodo annuale. Pertanto, i bilanci energetici fisici, basati sulle partite energetiche effettive, non hanno corrispondenza con l'energia posta alla base dei bilanci commerciali delle imprese distributrici e delle imprese di vendita; l'energia elettrica oggetto di compensazione non trova collocazione in alcun accordo commerciale e costituisce uno sbilancio fisico che Terna deve compensare nell'ambito del dispacciamento. In aggiunta, i costi non sopportati direttamente dagli utenti dello scambio sul posto, in termini di costi evitati di trasporto e dispacciamento, sono di difficile determinazione e monitoraggio. Tutte queste conseguenze non sono più trascurabili con l'aumento della quantità di energia elettrica ammessa allo scambio sul posto.

La delibera 570/2012/R/efr ha dato quindi attuazione all'art. 23 del decreto interministeriale 6 luglio 2012, considerando le problematiche emerse negli ultimi anni di applicazione del meccanismo, e si è posta l'obiettivo di semplificare le procedure per lo scambio sul posto e di ridurre le distorsioni e le incentivazioni implicite, contenendo gli oneri in bolletta per i clienti finali. Più in dettaglio, con tale aggiornamento l'Autorità:

- ha semplificato le modalità di erogazione dello scambio sul posto tramite due interventi: l'eliminazione dei dati relativi alle singole bollette elettriche, evitando i flussi informativi provenienti dalle società di vendita, e la standardizzazione del corrispettivo unitario di scambio forfetario (espresso in c€/kWh e pari alla somma delle componenti tariffarie variabili "rimborsabili");
- ha previsto che la restituzione degli oneri generali di sistema avvenga entro un limite massimo definito annualmente, per tenere conto dell'impatto complessivo degli oneri generali di sistema sulle bollette elettriche. Per il 2013, il limite massimo è stato definito per i soli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW ed è stato convenzionalmente correlato al valore dei nuovi strumenti incentivanti, in attesa di completare appositi studi che consentano di verificare i costi medi di investimento e di esercizio, nonché i ricavi complessivi degli impianti ammessi a beneficiare dello scambio sul posto;
- ha definito le penali applicate in caso di ritardi, da parte delle imprese distributrici, nella trasmissione dei dati di misura al GSE.



**Nuova proposta al Ministro dello sviluppo economico  
per la definizione delle modalità per l'aggiornamento dei valori  
di acconto e di conguaglio del Costo evitato di combustibile  
per impianti CIP6**

Con il parere 13 dicembre 2012, 535/2012/I/eel, l'Autorità ha formulato al Ministro dello sviluppo economico una proposta di modifica delle modalità di aggiornamento del Costo evitato di combustibile (CEC), riconosciuto ai produttori che cedono la propria produzione al GSE ai sensi del provvedimento CIP6.

L'obiettivo della nuova proposta è quello di trasferire ai consumatori i benefici di prezzo derivanti dai cambiamenti nei mercati del gas, nonché dall'avvio, a livello nazionale, del bilanciamento di merito economico e del relativo mercato. Infatti, con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, l'Autorità ha definito la disciplina del bilanciamento di merito economico del sistema del gas naturale e ne ha disposto la decorrenza di applicazione dal primo giorno gas del mese di luglio 2011, successivamente differita al primo giorno gas del mese di dicembre 2011, con la delibera 23 giugno 2011, ARG/gas 81/11.

La configurazione "a regime" del bilanciamento di merito economico, a partire dall'1 aprile 2012 aperta agli scambi tra utenti, rappresenta un significativo elemento per la creazione di un mercato all'ingrosso del gas naturale centralizzato in Italia. Più nel dettaglio, la proposta dall'Autorità prevede che:

- la componente convenzionale relativa al valore della materia prima gas naturale (CEC<sup>conv</sup>) sia calcolata sulla base del valore del gas scambiato ai fini del bilanciamento;
- la componente convenzionale relativa ai costi di trasporto (CEC<sup>tras</sup>) sia conseguentemente rivista, al fine di scomputarne la quota relativa sia ai corrispettivi di trasporto in entrata nella rete gas, sia ai corrispettivi variabili e ogni loro maggiorazione, applicati ai volumi immessi, in quanto già inclusi nella componente convenzionale inerente al valore

della componente materia prima gas naturale;

- la componente relativa al margine di commercializzazione all'ingrosso (CEC<sup>com</sup>) sia espunta, in quanto già inclusa nella componente convenzionale relativa al valore della componente materia prima gas naturale.

Si prevede, inoltre, ai soli fini della determinazione dei valori in acconto, che la componente convenzionale relativa al valore della materia prima gas naturale (CEC<sup>gas</sup>) sia calcolata sulla base dei prezzi dei prodotti a termine in consegna nel trimestre di riferimento.

Alla data della presente *Relazione Annuale*, tale proposta è in corso di valutazione da parte del Ministro dello sviluppo economico.

**Implementazione del sistema GAUDI**

Con la delibera 4 agosto 2010, ARG/elt 124/10, l'Autorità aveva già disposto che Terna portasse a compimento il processo di costituzione di un'anagrafica unica a livello nazionale per gli impianti di produzione di energia elettrica e delle relative unità, attraverso la realizzazione del sistema GAUDI (Gestione delle anagrafiche uniche degli impianti di produzione e delle relative unità), in modo da contenere in un unico database le informazioni di natura tecnica e commerciale oggi presenti all'interno di una pluralità di sistemi di gestione dati.

L'implementazione del sistema GAUDI è tuttora in corso e volge verso la sua conclusione. Il 20 dicembre 2012, con la delibera 557/2012/R/eel, l'Autorità ha modificato e integrato le funzionalità del sistema GAUDI, al fine di recepire le ultime innovazioni normative e regolatorie<sup>14</sup>.

Quando entrerà pienamente in funzione, integrato con i sistemi specifici utilizzati dai gestori di rete e dal GSE per le attività di rispettiva competenza, il sistema GAUDI consentirà rilevanti semplificazioni nelle procedure per l'accesso e l'utilizzo dei servizi di sistema.

<sup>14</sup> Si fa riferimento ai decreti interministeriali 5 luglio 2012 (Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a pannelli fotovoltaici - c.d. "V Conto energia") e 6 luglio 2012 (Attuazione dell'art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diverse dai fotovoltaici), nonché alla delibera 43/2012/R/efr, Riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7-bis, del provvedimento CIP6, degli oneri derivanti dalla direttiva 2003/87/CE alla società REA Dalmine, per gli anni 2008, 2009 e 2010, in applicazione della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08. Inoltre, a seguito della modifica delle regole di classificazione delle unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili, introdotta con la delibera 281/2012/R/efr, è stato necessario pianificare ulteriori interventi di aggiornamento del sistema GAUDI al fine di modificare, con decorrenza dall'1 gennaio 2013, le procedure di classificazione delle unità di produzione nel medesimo sistema, riclassificando le unità di produzione esistenti [entrate in esercizio entro il 31 dicembre 2012] e gestendo, secondo la nuova classificazione, le unità di produzione entrate in esercizio a partire dall'1 gennaio 2013.



### Testo unico ricognitivo della produzione elettrica

L'Autorità ha nuovamente aggiornato il *Testo unico ricognitivo della produzione elettrica*, raccogliendo in un solo documento la regolazione di interesse per la produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento, e comprendendo le principali disposizioni adottate in materia dall'Autorità.

Con la predisposizione di questo documento si è voluto fornire uno strumento completo a quanti operano nel settore, rendendo disponibile una guida aggiornata dell'attuale quadro regolatorio e normativo. Il documento ha finalità puramente ricognitive e il suo obiettivo principale risulta quello di soddisfare le esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo, più volte rappresentate dai numerosi soggetti interessati all'attività di produzione di energia elettrica.

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

Anche nel 2012 l'Autorità ha continuato a svolgere 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, provvedendo a:

- predisporre lo schema del Piano triennale 2012-2014 della ricerca di sistema elettrico;
- aggiornare l'elenco degli esperti per la ricerca di sistema elettrico;
- organizzare le attività di valutazione e verifica sui progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma in essere tra Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR, nonché sui progetti ammessi a finanziamento dallo stesso ministero a seguito di procedura concorsuale;
- approvare gli esiti delle verifiche sullo stato di avanzamento e sul conseguimento dei risultati finali per tutti i progetti di ricerca diversamente finanziati e disporre il pagamento delle quote riconosciute a seguito delle attività di verifica *in itinere* o finali.

Il quadro normativo e le modalità organizzative della ricerca di sistema elettrico sono gli stessi già illustrati nelle precedenti *Relazioni Annuali* dell'Autorità.

Per quanto riguarda il gettito della componente tariffaria  $A_2$ , che alimenta l'apposito Fondo istituito presso la CCSE, per effetto della delibera dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/COM 201/11, nel corso del 2012 è stato di circa 43 milioni di euro, in calo rispetto agli anni precedenti, come mostrato nella figura 2.1, dove sono riportati l'andamento del gettito e gli importi erogati a partire dal 2000.

### Piano triennale 2012-2014 della ricerca di sistema elettrico

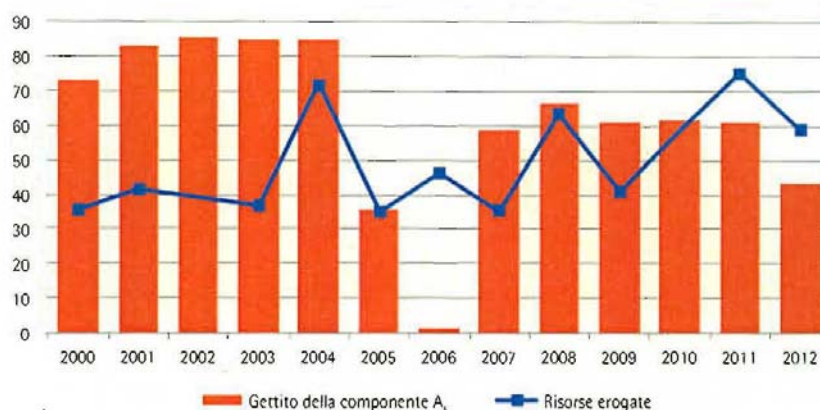
Nei primi mesi del 2012, l'Autorità, nello svolgimento delle funzioni del CERSE, ha predisposto una proposta di Piano triennale 2012-2014 della ricerca di sistema elettrico, come richiesto dal Ministero dello sviluppo economico e previsto dal decreto del Ministro delle attività produttive 8 marzo 2006.

Con la delibera 9 febbraio 2012, 40/2012/rds, l'Autorità ha quindi

Fig. 2.1

Gettito della componente  $A_5$   
e risorse erogate

Milioni di euro



Fonte: CCSE.

trasmesso la proposta al Ministero dell'istruzione, dell'università e della ricerca, al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e alla CCSE, ai fini dell'acquisizione, per gli aspetti di competenza, dei rispettivi pareri. Nei mesi successivi, si è svolta una Conferenza di servizi indetta dalla Direzione Generale per l'energia nucleare, le energie rinnovabili e l'efficienza energetica del Ministero dello sviluppo economico, in quanto amministrazione con interesse prevalente, ai fini dell'acquisizione dei pareri e di ogni altra valutazione necessaria. Tenuto conto degli esiti della Conferenza, con la delibera 28 giugno 2012, 276/2012/rds, l'Autorità ha quindi predisposto lo schema di Piano triennale 2012-2014, comprensivo del Piano operativo annuale 2012.

Il Piano triennale 2012-2014, nella forma approvata con decreto del Ministro dello sviluppo economico del 9 novembre 2012, è dotato di risorse per 221 milioni di euro.

Al finanziamento dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma con CNR, ENEA e RSE sono destinati 170 milioni di euro, mentre 51 milioni di euro sono destinati al finanziamento di progetti selezionati attraverso procedura concorsuale, e così ripartiti: 21 milioni per il finanziamento di progetti di ricerca fondamentale a totale beneficio degli utenti elettrici, 30 milioni per il finanziamento di progetti di ricerca industriale e sviluppo sperimentale a beneficio degli utenti elettrici e contestuale interesse di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica.

Il Piano operativo annuale 2012 prevede esclusivamente il finanziamento di progetti svolti nell'ambito degli accordi di programma. Nella tavola 2.3 sono riportate la ripartizione delle risorse finanziarie del Piano triennale 2012-2014 e l'analoga ripartizione prevista dal Piano operativo annuale 2012.



AREA PRIORITARIA DI INTERVENTO/TEMA DI RICERCA	AdP (A)	BANDI DI GARA		TOTALE PT	POA 2012
	(A)	(A)	(B)		
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	60	11	10	81	21
Evoluzione della domanda e dell'offerta di energia elettrica e scenari futuri	2			2	1
Sviluppo del sistema e della rete elettrica nazionale	11			11	4
Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica	17		2	19	6
Generazione distribuita, reti attive e sistemi di accumulo	30	11	8	49	10
Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente	70	10	10	90	26,2
<b>Studi e sperimentazioni sui potenziali sviluppi delle energie rinnovabili</b>					
Energia elettrica da biomasse	10		5	15	5
Energia elettrica da fonte eolica	2			2	0,5
Energia elettrica da fonte solare	10	10	5	25	4,5
Energia elettrica dal mare	2			2	0,5
Energia elettrica da fonti geotermiche	2,5			2,5	1,2
Cattura e sequestro della CO <sub>2</sub> prodotta dall'utilizzo di combustibili fossili	8			8	2,5
<b>Energia nucleare</b>					
Sicurezza, programmi internazionali e reattori innovativi a fissione	8,5			8,5	3
Programmi internazionali per la fusione	27			27	9
Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica	40		10	50	14,8
Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi	20		8	28	8
Sviluppo di modelli per la realizzazione di interventi di efficienza energetica sul patrimonio immobiliare pubblico	10			10	3
Utilizzo dell'energia elettrica e solare per condizionamento estivo	5		2	7	1,8
Mobilità elettrica	5			5	2
<b>TOTALE</b>	<b>170</b>	<b>21</b>	<b>30</b>	<b>221</b>	<b>62</b>

(A) Attività di ricerca a totale beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale.

(B) Attività di ricerca a beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale e contestualmente di interesse specifico di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica.

Fonte: MSE.

#### Aggiornamento dell'elenco degli esperti per la valutazione dei progetti di ricerca di sistema del settore elettrico

Con la delibera 19 luglio 2012, 303/2012/rds, l'Autorità ha aggiornato l'elenco degli esperti per la valutazione dei progetti di ricerca per il settore elettrico, di cui all'art. 11 del decreto del Ministro delle attività produttive 8 marzo 2006, selezionati sulla base dei criteri fissati con la delibera dell'Autorità 22 dicembre 2011, RDS 13/11. L'elenco aggiornato è composto da 115 esperti di comprovata competenza nel settore elettrico o nei settori collegati, dei quali l'Autorità, nelle funzioni del CERSE, si avvale per l'organizzazione delle attività di valutazione dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma o presentati ai sensi

dei bandi di gara. Gli esperti vengono individuati dall'Autorità sulla base di criteri di competenza, indipendenza, eventuale continuità con precedenti fasi di valutazione e massimo avvicendamento.

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

Al termine delle attività di valutazione organizzate dall'Autorità, con decreto del Ministero dello sviluppo economico 16 febbraio 2010 sono stati ammessi al finanziamento 26 progetti di ricerca presentati in base al bando dello stesso ministero del 12 dicembre 2008. Diciannove compagni di progetto hanno manifestato l'intenzione di accettare il finanziamento assegnato,

#### TAV. 2.3

Ripartizione delle risorse finanziarie del Piano triennale 2012-2014 della ricerca di sistema elettrico nazionale e del Piano operativo annuale 2012 (POA)

Millioni di euro

nove presentando richieste di modifica dei rispettivi progetti di ricerca. Le richieste hanno reso necessaria una seconda fase di valutazione, organizzata dall'Autorità con l'avvalimento della Segreteria operativa del CERSE, istituita dalla CCSE, e degli esperti individuati con la delibera 15 novembre 2010, RDS 11/10, che si è conclusa con la delibera dell'Autorità 18 ottobre 2012, 426/212/rds, che ha approvato le modifiche richieste dagli assegnatari del progetto INTEGRIT. Nel corso del 2012 sono stati definiti i contratti di ricerca per i progetti SDG, MATEC e ISI-CPV e sono state portate a termine le attività di verifica dei risultati intermedi ottenuti e delle spese sostenute nell'ambito del progetto SDMXDSM. Nel corso del 2012 sono stati complessivamente erogati contributi per circa 1,2 milioni di euro, a titolo di acconto o come quota di contribuzione derivante da valutazioni *in itinere*.

**Attività di valutazione e verifica dei Piani annuali di realizzazione presentati da RSE, ENEA e CNR nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico**

Gli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR, derivanti dall'approvazione del Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2009-2011, sono stati attivati rispettivamente con decreti 30 luglio 2009, 2 agosto 2010 e 4 luglio 2011. L'Autorità, nelle funzioni del CERSE, avvalendosi della Segreteria operativa e degli esperti appartenenti all'elenco formato con la delibera 19 settembre 2007, n. 214, e aggiornato con le delibere 26 giugno 2009, RDS 6/09, e 303/2012/rds, ha organizzato le attività di valutazione riguardanti i Piani di realizzazione e i progetti di ricerca.

Nei primi mesi del 2012, RSE ha portato a termine le attività relative al Piano annuale di realizzazione 2011. Le attività di verifica organizzate dall'Autorità hanno riguardato lo stato di avanzamento al 31 ottobre 2011, come richiesto da RSE, e i risultati finali conseguiti al 31 marzo 2012. Nel primo caso, per le attività di verifica l'Autorità si è avvalsa degli esperti individuati con la delibera 3 novembre 2011, RDS 10/11, nel secondo caso, degli esperti individuati con la delibera 18 maggio 2012, 201/2012/rds. In esito alle attività di verifica dei risultati conseguiti e della congruità, pertinenza e ammissibilità delle spese sostenute, l'Autorità, con le delibere 15 marzo 2012, 94/2012/rds, e 19 luglio 2012, 304/2012/rds, ha approvato lo stato di avanzamento e il consuntivo delle attività e disposto l'erogazione delle relative

quote di contribuzione. Nell'aprile 2012, nelle more della stipula dell'accordo di programma con il Ministero dello sviluppo economico per il triennio 2012-2014, RSE ha avviato le attività relative al Piano annuale di realizzazione 2012.

Nel corso del 2012, ENEA ha portato a termine i Piani di realizzazione 2010 e 2011 e avviato le attività del Piano annuale di realizzazione 2012. Nei primi mesi dell'anno, a seguito delle dichiarazioni e delle richieste di ENEA, con la delibera 23 febbraio 2012, 52/2012/rds, l'Autorità ha avviato le verifiche relative al Piano annuale di realizzazione 2010, individuando gli esperti per la verifica della ammissibilità, pertinenza e congruità delle spese sostenute e dei risultati finali conseguiti nell'ambito dei progetti del Piano, svolto prevalentemente nel corso del 2011. Al termine delle attività di verifica, l'Autorità, con la delibera 21 giugno 2012, 262/2012/rds, ha confermato il raggiungimento degli obiettivi prefissati e ha approvato il consuntivo delle attività svolte. I progetti del Piano annuale di realizzazione 2011 si sono invece conclusi il 30 settembre 2012. Con la delibera 18 ottobre 2012, 427/2012/rds, l'Autorità ha quindi individuato gli esperti per la verifica della ammissibilità, pertinenza e congruità delle spese documentate e dei risultati finali. Al termine delle attività di verifica, l'Autorità, con la delibera 6 dicembre 2012, 524/2012/rds, ha confermato il raggiungimento degli obiettivi prefissati e ha approvato il consuntivo delle attività svolte. Come avvenuto per RSE, alla fine del 2012, nelle more della stipula dell'accordo di programma con il Ministero dello sviluppo economico per il triennio 2012-2014, ENEA ha avviato le attività relative al Piano annuale di realizzazione 2012.

Per quanto riguarda il CNR, con la delibera dell'Autorità 12 gennaio 2012, 1/2012/Rds, è stato approvato il consuntivo dei progetti svolti nell'ambito del Piano annuale di realizzazione 2008, e sono state verificate la pertinenza, la congruità e l'ammissibilità delle spese sostenute. Nel corso del 2012, il CNR ha implementato le attività relative al Piano di realizzazione 2009-2010, ammesso al finanziamento dal Ministero dello sviluppo economico per un importo complessivo di 6 milioni di euro. Con la delibera 30 agosto 2012, 356/2012/rds, l'Autorità ha quindi individuato gli esperti per le attività di verifica, che si sono concluse con la delibera 8 novembre 2012, 469/2012/rds, che ha approvato i risultati ottenuti e l'ammissibilità delle spese sostenute.

Nel corso dell'anno 2012, nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico, sono stati erogati



contributi per circa 57,7 milioni di euro, di cui 23,8 a RSE, 24,4 a ENEA e 9,5 al CNR.

**Progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra il Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR**

Nell'ambito degli accordi di programma tra il Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR, nel corso del 2012 sono

stati conclusi o sono stati sviluppati 26 progetti: 9 a opera di RSE, 3 dal CNR e 9 da ENEA. Tre progetti sono stati svolti in modo indipendente, ma coordinato, da ENEA e RSE, due da CNR, ENEA e RSE.

I risultati tecnico-scientifici ottenuti nell'ambito di questi progetti sono di pubblico dominio e liberamente consultabili in apposite sezioni dei siti internet di RSE, ENEA, CNR e della Ricerca di Sistema ([www.ricecadisistema.it](http://www.ricecadisistema.it)).

**TAV. 2.4**

Progetti realizzati o in corso di realizzazione nel 2012 e organismi di ricerca/società responsabili dei progetti

TEMA DI RICERCA	SOGGETTO ATTUATORE
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	
Sviluppo del sistema elettrico e della rete elettrica nazionale	RSE
Generazione distribuita, reti attive e sistemi di accumulo	RSE
Evoluzione della domanda e dell'offerta di energia elettrica e scenari futuri	RSE
Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica	RSE
Sistemi avanzati di accumulo di energia	ENEA
Sistemi elettrochimici per la generazione e l'accumulo di energia	CNR
Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente	
Studi e sperimentazioni sui potenziali sviluppi delle energie rinnovabili	RSE
Studi sul fotovoltaico con concentrazione solare	RSE
Ricerca su celle fotovoltaiche innovative	ENEA
Studi e valutazioni sul potenziale energetico delle correnti marine	ENEA
Studi sulla produzione elettrica locale da biomasse e scarti	ENEA/RSE
Valutazione e utilizzazione dei biocombustibili ottenuti da residui o scarti agricoli di scarso valore intrinseco e di alghe per l'applicazione in impianti di cogenerazione basati su microturbine	CNR
Studi sull'utilizzo pulito dei combustibili fossili e cattura e sequestro della CO <sub>2</sub>	CNR/ENEA/RSE
Energia da fissione nucleare: collaborazioni internazionali e sviluppo competenze	ENEA/RSE
Energia da fissione nucleare: metodi di analisi e verifica di progetti nucleari di generazione evolutiva ad acqua pressurizzata	ENEA
Energia da fusione nucleare: attività di fisica e tecnologia della fusione complementari a ITER	ENEA
Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica	
Studi e valutazioni sull'uso razionale dell'energia elettrica	RSE
Risparmio di energia nei settori industria, servizi e civile	RSE
Tecnologie per il risparmio elettrico nel settore civile	ENEA
Tecnologie per il risparmio elettrico/energetico nell'illuminazione pubblica	ENEA
Tecnologie smart per l'integrazione dell'illuminazione pubblica con altre reti di servizi energetici e loro ottimizzazione	ENEA
Strumenti e tecnologie per l'efficienza energetica nel settore dei servizi	ENEA
Climatizzazione estiva	RSE/ENEA/CNR
Materiali e tecnologie abilitanti per la ricerca di sistema elettrico	CNR
Sviluppo di materiali e componenti per il risparmio elettrico nei trasporti	ENEA/RSE
Impatto sul sistema elettrico della potenziale diffusione dei veicoli elettrici	RSE



# 3.

## Regolamentazione nel settore del gas

---

# Unbundling

---

## Regolamentazione dell'unbundling

---

Relativamente ai contenuti di questo paragrafo, si rimanda a quanto esposto nel Capitolo 2 del presente Volume, in quanto la disciplina dell'*unbundling* funzionale e contabile ivi illustrata si applica anche al settore del gas naturale.

---

## Certificazione dei gestori del sistema di trasmissione

---

A seguito del parere formulato dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, con le delibere 18 maggio 2012, 191/2012/E/gas, relativa alla certificazione preliminare e 4 ottobre 2012, 403/2012/R/gas, sulla certificazione finale, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha concluso la procedura di certificazione nei confronti della società Snam Rete Gas quale gestore del sistema di trasporto indipendente del gas naturale. La procedura è stata finalizzata alla verifica del rispetto degli adempimenti da parte dell'impresa maggiore di trasporto del gas naturale previsti dal modello di gestore di trasporto indipendente (*independent transmission operator*), nell'ambito di un'impresa verticalmente integrata, ai sensi del Capo IV della direttiva 2009/73/CE e del relativo decreto legislativo di recepimento 1 giugno 2011, n. 93.

Tali disposizioni prevedono, tra l'altro, che il gestore adotti misure tali da assicurare:

- lo svolgimento di tutti i compiti previsti nella gestione della rete dalla citata direttiva;
- la disponibilità di tutte le risorse funzionali alla gestione e allo sviluppo della rete. In tal senso, assume particolare rilievo il divieto di stipulare contratti di servizio con l'impresa verticalmente integrata e con le altre società da questa controllate; pertanto, i contratti di approvvigionamento di beni e servizi devono essere assegnati tramite procedure di gara trasparenti che prevedano l'esclusione dell'impresa verticalmente integrata e delle altre imprese del gruppo societario di appartenenza di quest'ultima;
- l'indipendenza delle regole di *governance* e di organizzazione aziendale dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate;
- l'indipendenza della politica di comunicazione e del marchio del gestore dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate;
- il rispetto di precisi requisiti di indipendenza da parte degli amministratori, dei responsabili della gestione e del personale del gestore;
- la capacità di predisporre un programma di adempimenti che contenga le misure adottate dal gestore per garantire una gestione non discriminatoria della rete, nonché il piano pluriennale di sviluppo della rete.



A seguito dell'avvenuta separazione proprietaria di Snam Rete Gas dal gruppo verticalmente integrato Eni, ai sensi della legge 24 marzo 2012, n. 27, e del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 25 maggio 2012, l'Autorità, con la delibera 17 gennaio 2013, 7/2013/R/gas, ha avviato un procedimento finalizzato a una nuova certificazione della società in qualità di gestore di sistema di trasporto del gas in separazione proprietaria (*ownership unbundling*), ai sensi dell'art. 9, paragrafo 1, della direttiva 2009/73/CE.

Con la delibera 22 novembre 2012, 490/2012/R/gas, l'Autorità ha provveduto alla certificazione preliminare della Società Gasdotti Italia, in qualità di gestore di sistema di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria, prescrivendo di procedere, sulla base delle valutazioni di opportunità gestionali, all'acquisizione delle reti gestite ma non di proprietà o alla risoluzione unilaterale del contratto di gestione di tali reti. A seguito del parere emesso dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, l'Autorità ha concluso la procedura di certificazione per Società Gasdotti Italia, con la delibera 14 febbraio 2013, 55/2013/R/gas, al fine di consentire alla società di agire in qualità di gestore del sistema di trasporto come previsto dall'art. 9, comma 7, del decreto legislativo n. 93/11.

La procedura è stata finalizzata alla verifica del rispetto degli adempimenti, da parte dell'impresa, previsti dal modello di *ownership unbundling*, ai sensi dell'art. 9, paragrafo 1, della direttiva 2009/73/CE, tra i quali:

- l'indipendenza degli azionisti del gestore da interessi nell'attività di produzione o fornitura di elettricità o gas;
- lo svolgimento di tutti i compiti previsti nella gestione della rete dalla citata direttiva;
- la proprietà di tutti gli asset della rete di trasmissione;
- l'indipendenza dei componenti dell'organo di sorveglianza e degli organi amministrativi dell'impresa;
- la capacità e l'autonomia decisionale in relazione alla predisposizione dei piani decennali di sviluppo della rete;
- il rispetto del vincolo di riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili trattate, ovvero della messa a disposizione non discriminatoria delle informazioni non riservate;
- il rispetto dei vincoli di riservatezza, ivi comprese le clausole contrattuali, previsti per il personale e per i collaboratori dell'impresa.

---

## Regolamentazione delle reti

---

### Regolamentazione tecnica: servizi di bilanciamento

---

Il bilanciamento di merito economico, definito dalla delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, prevede un sistema semplificato che, in linea con l'attuale gestione del bilanciamento fisico, si basa sull'utilizzo delle risorse di stoccaggio. Pertanto, le risorse approvvisionate dal responsabile del bilanciamento nell'ambito della sessione di mercato appositamente gestita dal Gestore dei mercati energetici (GME) sono

costituite da variazioni (aumenti o diminuzioni) dei prelievi/immissioni dagli stoccaggi.

Un tale sistema ha, peraltro, un limite nelle capacità di stoccaggio, soprattutto nelle capacità di iniezione e di erogazione, complessivamente disponibili, che in talune situazioni potrebbero risultare insufficienti o comunque inadeguate al mantenimento delle condizioni di

equilibrio della rete. In tali circostanze, la delibera ARG/gas 45/11 ha previsto l'applicazione di un corrispettivo di sbilanciamento determinato amministrativamente e teso a riflettere il valore del gas nella situazione di estrema criticità del sistema.

In tale ambito, le delibere 7 febbraio 2012, 32/2012/R/gas, e 12 luglio 2012, 289/2012/R/gas, hanno introdotto ulteriori misure volte a perseguire una maggiore efficienza nella gestione dei casi in cui la capacità di erogazione o iniezione dello stoccaggio possa risultare insufficiente alle esigenze di bilanciamento del sistema, circostanze che, tipicamente, potrebbero verificarsi rispettivamente nel periodo invernale e nel periodo estivo. I provvedimenti dunque prevedono:

- ulteriori obblighi informativi da parte del responsabile del bilanciamento, finalizzati a informare gli utenti circa l'approssimarsi di situazioni critiche o di emergenza;
- la massimizzazione degli incentivi per gli utenti a mantenere bilanciato il proprio portafoglio, fissando amministrativamente il prezzo di sbilanciamento a 23 €/GJ (nella fase di erogazione) e a 0 €/GJ (nella fase di iniezione) nei giorni in cui le capacità complessive di erogazione o iniezione risultino insufficienti o inadeguate per l'equilibrio giornaliero del sistema;
- la valorizzazione della capacità di erogazione o iniezione non utilizzata dagli utenti ma utilizzata dal responsabile del bilanciamento per bilanciare il sistema, riconoscendo su tale capacità il differenziale fra il costo di approvvigionamento presso la piattaforma e i corrispettivi di sbilanciamento agli utenti.

Le modifiche corrispondenti nei regolamenti del GME sono state approvate con le delibere 1 marzo 2012, 64/2012/R/gas, e 26 luglio 2012, 320/2012/R/gas.

Nel corso del 2012 l'Autorità ha inoltre promosso misure per la progressiva introduzione di strumenti di mercato per l'attivazione di ulteriori risorse funzionali al bilanciamento del sistema.

Lo scambio di gas a condizioni di mercato tra operatori e, per quanto strettamente necessario, anche tra operatori e responsabile del bilanciamento consente infatti di gestire in modo efficiente possibili casi in cui le capacità di stoccaggio disponibili per il bilanciamento risultino limitate o insufficienti per consentire l'esecuzione dei programmi di trasporto (nomine) presentati dagli utenti. In un mercato efficiente, le tensioni sul sistema si riflettono in tensioni sui prezzi, cosicché è

il mercato stesso a porre in atto le necessarie azioni correttive. In quest'ottica, la delibera 13 dicembre 2012, 538/2012/R/gas (in linea con gli orientamenti precedentemente prospettati nel documento per la consultazione 30 marzo 2012, 113/2012/R/gas), stabilisce che il GME proceda alla definizione di una proposta di implementazione del regolamento della piattaforma per il bilanciamento, prevedendo una sessione di mercato in cui Snam Rete Gas possa intervenire nel caso in cui ritenga, sulla base dei programmi di trasporto presentati dagli utenti, che le capacità di stoccaggio risultino insufficienti a bilanciare il sistema. Ciò è finalizzato all'esigenza di reperire al prezzo più efficiente le risorse per bilanciare la rete, anche nelle situazioni in cui essa si trovi prossima al limite di sicurezza. Gli operatori, infatti, se ricevono le richieste con adeguato anticipo (in genere il giorno precedente a quello di flusso), sono in grado di offrire la propria disponibilità ad aumentare o a diminuire i flussi di gas nei punti di interconnessione con i gasdotti esteri o nei punti di immissione dai terminali di rigassificazione. Inoltre, come già rilevato, anche il responsabile del bilanciamento può inserire offerte in detto mercato nel caso che, sulla base dei prelievi attesi dalla rete, ritenga che ciò sia necessario per il bilanciamento della rete, ossia nei casi in cui preveda che lo stoccaggio sia una risorsa scarsa ovvero insufficiente a far fronte ai fabbisogni del giorno gas successivo.

Pertanto, le disposizioni del provvedimento consentono al responsabile del bilanciamento di attivare, sulla base del merito economico, risorse aggiuntive allo stoccaggio per bilanciare il sistema, pur restando lo stoccaggio la principale risorsa a sua disposizione. La modifica dei programmi di immissione avverrà tenendo conto della necessità di garantire risorse sufficienti per mantenere l'equilibrio del sistema in base alle previsioni di consumo riferite al giorno seguente.

Questa sessione di mercato rappresenta anche il primo passo concreto nella direzione prospettata dal Codice di rete europeo sul bilanciamento, la cui bozza, anche se non ancora definitivamente approvata, è già ampiamente consolidata e condivisa tra i regolatori europei.

futtavia, per l'applicazione completa del Codice, sarà necessario aspettare, oltre alla sua approvazione definitiva, anche la realizzazione di adeguate condizioni tecniche da parte di Snam Rete Gas e degli operatori delle infrastrutture interconnesse, volte a consentire la modulazione infragiornaliera dei flussi del gas immesso in rete.

Al fine di assicurare una tempestiva e ordinata implementazione del Codice di rete europeo, la delibera 538/2012/R/gas avvia un procedimento che, anche sulla base di valutazioni richieste a Snam Rete Gas, consenta la definizione condivisa con tutti i soggetti coinvolti delle



sue modalità applicative.

In materia di bilanciamento, con la delibera 8 maggio 2012, 181/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato, con decorrenza 1 giugno 2012, le modifiche del Codice di rete di Snam Rete Gas che disciplinano il sistema di garanzie a copertura delle partite economiche assunte dagli utenti, previsto dall'art. 11 della delibera ARG/gas 45/11. L'intervento è stato adottato in esito al contenzioso amministrativo che ha comportato l'annullamento del sistema di garanzie approvato dall'Autorità con la delibera 10 novembre 2011, ARG/gas 155/11, del quale si è dato conto nella *Relazione Annuale 2012* (pag. 80, Volume II). Pertanto, dall'1 dicembre 2011 al 31 maggio 2012 il servizio di bilanciamento ha operato in assenza del sistema di garanzie.

In tale contesto, Snam Rete Gas ha segnalato all'Autorità il mancato pagamento, da parte di alcuni utenti debitori, di rilevanti importi fatturati relativamente alle partite economiche per il bilanciamento insorte nel predetto periodo. Sono stati inoltre segnalati ulteriori profili legati all'esistenza di usi impropri del sistema dei Punti di scambio virtuale (PSV), consistenti in registrazioni di transazioni per quantitativi rilevanti senza alcuna forma di copertura. Pertanto, con la delibera 5 luglio 2012, 282/2012/R/gas, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva volta ad approfondire le modalità di erogazione del servizio di bilanciamento relativamente al periodo 1 dicembre 2011 - 31 maggio 2012, di cui si dà conto nel Capitolo 5 di questo Volume.

Il sistema di garanzie, approvato con la delibera 181/2012/R/gas, è stato successivamente rafforzato con ulteriori interventi. In particolare:

- con la delibera 8 novembre 2012, 470/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato modifiche al Codice di rete di Snam Rete Gas che definiscono il livello di garanzie richieste tenendo anche conto dell'affidabilità dell'utente, valutata in relazione alla puntuale esecuzione dei propri pagamenti. In particolare, essa prevede l'integrale copertura delle partite di bilanciamento attese per gli utenti non regolari nei pagamenti;
- con la delibera 24 gennaio 2013, 15/2013/R/gas, l'Autorità ha introdotto modifiche alla disciplina della garanzia nella forma del gas in stoccaggio e alla disciplina dell'esposizione consentita nei confronti dell'utente in funzione del *rating* creditizio posseduto che, considerando rispettivamente i riferimenti di prezzo di mercato (in luogo del precedente

riferimento al parametro CCI) e le grandezze economiche e finanziarie dell'utente, ne rafforzano l'efficacia nel limitare l'esposizione del sistema.

Con la delibera 3 agosto 2012, 351/2012/R/gas, è stato attivato il corrispettivo unitario variabile (CV<sup>94</sup>), introdotto con la delibera ARG/gas 155/11 e inizialmente posto pari a zero. Il corrispettivo è stato istituito a copertura degli oneri connessi con il bilanciamento del sistema del gas, tra i quali anche gli oneri connessi con crediti non riscossi del bilanciamento. La delibera, oltre a fissare il livello del corrispettivo a 0,001 €/S(m<sup>3</sup>) a partire dall'1 ottobre 2012, prevede che i crediti da riconoscere al responsabile del bilanciamento siano definiti tenendo conto degli elementi acquisiti nell'ambito dell'istruttoria avviata con la delibera 282/2012/R/gas, per individuare le diverse responsabilità che hanno determinato i crediti non riscossi, nonché i crediti eventualmente recuperati.

#### Interventi volti a garantire una corretta determinazione delle partite fisiche ed economiche di gas - Settlement

Con la delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato il *Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale* (TISG), contenente nuove disposizioni in materia di *settlement*, a conclusione degli interventi finalizzati all'introduzione di un servizio di bilanciamento basato su meccanismi di mercato. Il TISG supera la previgente disciplina relativa all'allocatione dei prelievi presso i punti di riconsegna della rete di trasporto e definisce nuovi criteri per la regolazione delle partite fisiche ed economiche, con lo scopo di colmare le lacune e le criticità evidenziate dalla disciplina precedente.

I principali aspetti regolati dal TISG sono i seguenti:

- i criteri di identificazione dei punti di riconsegna soggetti a profilazione convenzionale del prelievo;
- le modalità di profilazione convenzionale del prelievo (c.d. *load profiling*);
- le modalità di esecuzione della c.d. "sessione di bilanciamento";
- le modalità di esecuzione della c.d. "sessione di aggiustamento";
- le responsabilità e gli obblighi informativi in capo al responsabile del bilanciamento (RdB), alle imprese di trasporto, agli



utenti del bilanciamento (UdB), alle imprese di distribuzione e agli utenti della distribuzione (UdD) funzionali al *settlement* del servizio di bilanciamento.

Per quanto concerne le modalità di esecuzione delle sessioni di bilanciamento e aggiustamento, sono state introdotte più sessioni di regolazione delle partite fisiche ed economiche presso i punti di riconsegna della rete di trasporto, ossia:

- una sessione di bilanciamento mensile, in cui il RdB determina le partite fisiche giornaliere del gas prelevato dal sistema di trasporto da ciascun UdB, con riferimento a ciascun giorno gas del mese precedente, funzionali all'applicazione dei corrispettivi di trasporto e di bilanciamento;
- una sessione di aggiustamento annuale, riferita all'anno civile precedente per la valorizzazione economica della differenza tra le partite fisiche di gas attribuite nelle sessioni di bilanciamento e quelle determinate in base ai dati di misura disponibili al momento in cui è effettuata tale sessione;
- più sessioni di conguaglio annuali, riferite al secondo, terzo, quarto e quinto anno civile precedente, per la valorizzazione economica della differenza tra le partite fisiche di gas attribuite nelle precedenti sessioni di aggiustamento, relative ai medesimi anni, e quelle determinate in base ai dati di misura disponibili al momento in cui sono effettuate tali sessioni.

Con specifico riguardo, poi, alla revisione della metodologia di *load profiling*, il provvedimento ha previsto:

- che la determinazione del prelievo annuo sia effettuata per ciascun punto di riconsegna una volta all'anno dalle imprese di distribuzione;
- una semplificazione dei profili di prelievo standard, che vengono determinati in modo tale da poterne isolare la componente termica;
- l'introduzione di un fattore di modulazione climatica da applicare ai profili di prelievo standard, da definire con successivo provvedimento.

Sono stati inoltre razionalizzati gli obblighi informativi a carico dei soggetti interessati ed è stato rivisto il sistema di mappatura dei rapporti commerciali stabilendo, anche in relazione a sviluppi

futuri volti a definire un legame diretto tra utente del bilanciamento e singolo punto di riconsegna, che:

- la matrice di corrispondenza fra gli utenti del sistema sia definita e aggiornata mensilmente, con anticipo rispetto all'inizio di ciascun mese;
- ciascun utente del bilanciamento possa prioritariamente identificare gli utenti della distribuzione i cui prelievi possono venire a esso ricondotti;
- a ciascun utente della distribuzione sia attribuita la responsabilità diretta di indicare, nell'ambito di quanto descritto al precedente alinea, gli utenti del bilanciamento cui ricondurre i prelievi di propria competenza;
- il responsabile del bilanciamento verifichi che, nell'ambito della matrice di corrispondenza fra gli utenti del sistema, sia stato definito almeno un rapporto commerciale per ciascun utente della distribuzione e, in caso contrario, effettui le opportune comunicazioni alle imprese di distribuzione, finalizzate all'eventuale attivazione dei servizi di ultima istanza.

Le disposizioni sono entrate in vigore l'1 gennaio 2013, con lo scopo di consentire l'esecuzione della prima sessione di bilanciamento nel mese di febbraio 2013, con riferimento al gas prelevato e consegnato nel mese di gennaio 2013.

## Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e norme in materia di qualità dei servizi

Nel corso del 2012, l'attività di regolazione della qualità e della sicurezza dei servizi gas si è concentrata sui seguenti temi:

- sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale;
- qualità del servizio di trasporto del gas naturale;
- sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas.

**Sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale**  
**- Attuazione della vigente regolazione premi/penalità**  
**della sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale**

Con la delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RQDG), l'Autorità ha approvato il *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (TUDG), di cui la RQDG costituisce la Parte I. La RQDG ha introdotto, per il periodo 2009-2012, un meccanismo di premi e penalità della sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale (recuperi di sicurezza). Tale meccanismo considera due componenti indipendenti: la prima incentiva la riduzione delle dispersioni di gas segnalate da terzi rispetto al percorso di miglioramento fissato (obiettivi di miglioramento annuo), mentre la seconda premia un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla RQDG. Il meccanismo, con riferimento alla componente dispersione, premia i comportamenti virtuosi delle imprese distributrici che erogano un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori rispetto agli obiettivi di miglioramento annuo definiti dall'Autorità. Detto sistema premi/penalità è obbligatorio per tutte le imprese distributrici di gas naturale e in particolare:

- dal 2010 per le imprese con più di 50.000 clienti finali;
- dal 2011 per le imprese con numero di clienti finali compreso tra 10.000 e 50.000;
- dal 2012 per le imprese con numero di clienti finali inferiore a 10.000.

Nel corso del 2012 sono state emanate due delibere attuative della RQDG per la determinazione degli obiettivi di miglioramento annuo dell'indicatore relativo al numero di dispersioni convenzionali localiz-

zate a seguito di segnalazioni di terzi:

- la delibera 22 marzo 2012, 103/2012/R/gas, che riguarda l'ultimo gruppo di otto imprese distributrici del gas naturale con più di 50.000 clienti finali<sup>1</sup>, per il triennio 2010-2012, e le imprese distributrici del gas naturale con numero di clienti finali compreso tra 10.000 e 50.000, per il biennio 2011-2012. La delibera ha inoltre accolto le richieste di deroga alla partecipazione al sistema incentivante i recuperi di sicurezza per cinque imprese per il 2011 e per una impresa per il biennio 2011-2012;
- la delibera 12 settembre 2012, 362/2012/R/gas, per 64 imprese distributrici di gas naturale con meno di 10.000 clienti finali. La delibera ha inoltre accolto la richiesta di deroga alla partecipazione al sistema incentivante i recuperi di sicurezza per l'anno 2012 per 44 imprese.

Con tale ultima delibera l'Autorità ha concluso la determinazione degli obiettivi di miglioramento annuo per tutte le imprese di distribuzione di gas naturale per il periodo 2009-2012.

Sempre nel 2012, l'Autorità ha approvato i premi e le penalità per l'anno 2010 relativi a 51 imprese distributrici. Al riguardo sono stati presi in considerazione, oltre ai dati relativi al biennio 2009-2010 comunicati da queste imprese all'Autorità:

- gli esiti delle verifiche ispettive nei confronti di cinque imprese distributrici, effettuate ai sensi della delibera 26 maggio 2011, VIS 62/11, al fine di verificare la corretta applicazione del meccanismo premi/penalità per l'anno 2010;
- gli effetti dell'applicazione dell'art. 32 della RQDG, che prevede la perdita dei premi per il verificarsi di incidenti con responsabilità imputabile all'impresa o per mancato rispetto di uno o più obblighi di servizio di cui all'art. 12 della RQDG,

<sup>1</sup> Per quanto riguarda le imprese con più di 50.000 clienti finali, i livelli di partenza e i livelli tendenziali sono stati determinati con le seguenti precedenti delibere:

- 21 dicembre 2009, ARG/gas 199/09, per il periodo 2009-2012 per le imprese che hanno aderito alla regolazione volontaria per l'anno 2009 (quattordici imprese);
- 29 aprile 2010, ARG/gas 61/10, per il periodo 2009-2012 per due imprese che hanno aderito alla regolazione volontaria per l'anno 2009;
- 30 novembre 2010, ARG/gas 216/10, per il periodo 2010-2012 per un primo gruppo di imprese distributrici che non hanno aderito alla regolazione volontaria per il 2009 (nove imprese);
- 23 marzo 2011, ARG/gas 26/11, e 28 aprile 2011, ARG/gas 55/11, per il periodo 2009-2012 per altre due imprese distributrici che hanno aderito alla regolazione volontaria per l'anno 2009;
- 7 luglio 2011, ARG/gas 93/11, per il periodo 2010-2012 per un secondo gruppo di imprese distributrici che non hanno aderito alla regolazione volontaria per il 2009 (dieci imprese);
- 13 ottobre 2011, ARG/gas 140/11, per il periodo 2010-2012 per un terzo gruppo di imprese distributrici che non hanno aderito alla regolazione volontaria per il 2009 (sette imprese);
- 10 novembre 2011, ARG/gas 157/11, per il periodo 2010-2012 per un quarto gruppo di imprese distributrici che non hanno aderito alla regolazione volontaria per il 2009 (sette imprese).



tra cui l'ispezione della rete, l'effettuazione di un numero minimo di misure del grado di odorizzazione, il risanamento delle condotte in ghisa con giunti in canapa e piombo e la protezione catodica delle condotte;

- gli esiti della campagna dei controlli della qualità del gas, svolta in collaborazione con l'Azienda speciale stazione sperimentale per i combustibili e con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, ai sensi della delibera 27 luglio 2009, VIS 80/09, che hanno evidenziato un'odorizzazione non conforme alla normativa vigente;
- il maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla RQDG;
- il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento dell'anno 2010 per la componente dispersione sulla base dei dati degli anni 2009 e 2010.

Con la delibera 20 settembre 2012, 368/2012/R/gas, sono stati determinati i premi e le penalità per l'anno 2010 per 45 imprese: sono stati così erogati premi pari a 8,31 M€, in ordine alla componente odorizzazione, e pari a 16,05 M€ per la componente dispersioni; relativamente a quest'ultima componente sono state inflitte penalità per 3,21 M€.

Successivamente, con la delibera 13 dicembre 2012, 533/2012/R/gas, sono stati determinati i premi e le penalità per sei imprese distributrici alle quali, a seguito di audizione presso il Collegio dell'Autorità, ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244, e delle relative valutazioni conclusive, sono state inflitte penalità per la componente dispersioni pari a 0,56 M€.

Infine, con la delibera 24 gennaio 2013, 12/2013/R/gas, sono stati rideterminati gli obiettivi di miglioramento annuo per l'impresa Valle Camonica Servizi, ai fini della sicurezza del servizio di distribuzione, tenendo conto di un nuovo impianto interconnesso derivante dall'interconnessione di altri due impianti appartenenti allo stesso esercente, secondo i dati comunicati dalla medesima impresa.

#### Controllo dell'attuazione della vigente regolazione della qualità del servizio di distribuzione gas

Come di consueto, l'Autorità ha disposto anche per l'anno 2012 una serie di controlli e verifiche ispettive volte ad accertare la corretta attuazione di quanto previsto dalla RQDG, soprattutto per quanto

riguarda la sicurezza del servizio di distribuzione del gas e quindi la tutela dell'incolumità pubblica di persone e cose dai danni derivanti da esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito.

Con la delibera 8 marzo 2012, 83/2012/E/gas, è stato approvato un programma di 50 controlli telefonici ed eventuali verifiche ispettive, nei confronti di altrettante imprese distributrici, in collaborazione con la Guardia di Finanza. L'obiettivo di tali controlli è riconducibile alla verifica del corretto funzionamento del servizio di pronto intervento a salvaguardia delle persone e delle cose. Eventuali violazioni della disciplina relativa al pronto intervento gas possono determinare, per l'impresa distributtrice coinvolta, la perdita del diritto a percepire gli incentivi di sicurezza per l'anno di riferimento. A fronte delle suddette verifiche ispettive, sono emersi elementi che hanno determinato l'avvio del procedimento finalizzato all'accertamento delle violazioni in materia di pronto intervento gas e all'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie nei confronti di cinque imprese distributrici (Sogip, Tisga, Ponente Gas, Rete Morenica e CIME), con la delibera 29 novembre 2012, 499/2012/S/gas.

È stato altresì approvato un programma di tre verifiche ispettive, in materia di recuperi di sicurezza 2011 nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas naturale, in collaborazione con la Guardia di Finanza (delibera 24 maggio 2012, 220/2012/E/gas), con l'obiettivo di accertare la corretta applicazione del meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza definito dalla RQDG. Da una delle suddette verifiche ispettive sono emersi elementi che hanno costituito presupposto sia per l'avvio del procedimento finalizzato all'accertamento delle violazioni in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale, sia per l'eventuale irrogazione di sanzione amministrativa pecuniaria nei confronti dell'impresa distributtrice coinvolta (AMG Energia), con la delibera 21 febbraio 2013, 72/2013/S/gas.

Con il provvedimento 12 luglio 2012, 291/2012/E/gas, sono stati poi deliberati, per il periodo 1 ottobre 2012 - 30 settembre 2013, 60 controlli tecnici relativi alla qualità del gas nei confronti di altrettante imprese distributrici, al fine di accertare il rispetto delle disposizioni in materia di potere calorifico superiore, di pressione di fornitura e del grado di odorizzazione del gas distribuito. In particolare, la corretta odorizzazione del gas è fondamentale per accertare eventuali dispersioni e quindi per evitare conseguenze più gravi come esplosioni, scoppi, incendi. L'eventuale accertamento del mancato rispetto della normativa vigente in materia di odorizzazione del gas distribuito, oltre a comportare per l'impresa distributtrice interessata l'annullamento di eventuali premi derivanti dal meccanismo dei recuperi di



sicurezza per l'anno di riferimento, produce altresì conseguenze di natura penale ai sensi della legge 6 dicembre 1971, n. 1083.

#### Revisione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione

Con la delibera 19 maggio 2011, ARG/gas 64/11, è stato avviato un procedimento finalizzato alla revisione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione, parallelamente all'analogo procedimento per la revisione della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas, avviato con la delibera 16 febbraio 2012, 44/2012/R/gas.

In attuazione del suddetto procedimento, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 2 agosto 2012, 341/2012/R/gas, recante *Criteri di regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione*; in esso sono stati affrontati i temi relativi sia all'ipotesi di prolungamento, per l'anno 2013, del periodo di vigenza delle disposizioni della RQDG e della regolazione tariffaria 2009-2012, sia alle linee d'intervento per la revisione della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione. Nello specifico, l'ipotesi di proroga del periodo di validità della RQDG al 2013 ha, tra l'altro, riguardato:

- la conferma del sistema incentivante la riduzione delle dispersioni localizzate su segnalazione di terzi e l'aumento del numero di misure del grado di odorizzazione;
- la determinazione degli obiettivi di miglioramento per il 2013 relativi alle dispersioni localizzate su segnalazione di terzi;
- l'introduzione di meccanismi di contenimento del rischio per le imprese in relazione all'accadimento di incidenti imputabili alle stesse e al pagamento di penalità relative alla componente dispersioni;
- l'estensione al 2013 delle attività del Comitato italiano gas (CIG) e del riconoscimento degli oneri in relazione alle attività documentali inerenti alle emergenze e agli incidenti causati dal gas.

Con la delibera 25 ottobre 2012, 436/2012/R/gas, è stato quindi prorogato sino al 31 dicembre 2013 il periodo di applicazione della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e

misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, prevedendo quanto delineato con il documento per la consultazione 341/2012/R/gas. In particolare, per quanto concerne la sicurezza del servizio di distribuzione sono state disciplinate le disposizioni di contenimento del rischio per le imprese per il biennio 2012-2013, attraverso:

- la riduzione di due terzi, anziché l'annullamento, degli eventuali premi in caso di accadimento di un incidente provocato dal gas con responsabilità dell'impresa distributrice;
- il differimento al 2013 di metà delle eventuali penalità accumulate nel 2012, con possibilità di annullamento delle stesse in caso di raggiungimento dell'obiettivo nel 2013.

Il 29 novembre 2012 è stato pubblicato il documento per la consultazione 501/2012/R/gas, recante *Regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas per il quarto periodo di regolazione*, in cui sono stati sviluppati gli orientamenti iniziali in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale dei servizi di distribuzione del gas, mantenendo anche alcune linee di intervento illustrate nel precedente documento per la consultazione 341/2012/R/gas.

Gli obiettivi che l'Autorità intende perseguire in materia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas nel quarto periodo di regolazione sono finalizzati a:

- promuovere il miglioramento della sicurezza;
- garantire stabilità e sostenibilità all'azione regolatoria;
- evitare il deterioramento dei livelli di sicurezza già raggiunti da alcune zone del Paese;
- contenere gli elementi di rischio per le imprese distributrici;
- aumentare il livello di tutela dei clienti finali, anche con un rafforzamento dei controlli;
- semplificare la regolazione.

Particolare attenzione è stata rivolta:

- alla sostanziale conferma dell'impianto regolatorio inerente al meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza;
- all'attuazione del meccanismo incentivante la riduzione delle dispersioni segnalate da terzi in relazione ai processi di affidamento delle concessioni del servizio di distribuzione, previsti dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 12 novembre 2011, n. 226;

- all'introduzione di meccanismi di riconoscimento dell'extra remunerazione di specifici investimenti secondo logiche legate ai risultati dei recuperi di sicurezza (logica di tipo *output*) e non più attraverso la maggiorazione *ex ante* del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) (logica di tipo *input*).

In materia di qualità commerciale del servizio di distribuzione e misura del gas, gli obiettivi specifici che l'Autorità intende perseguire nel quarto periodo di regolazione sono finalizzati:

- ad allineare la regolazione a quella del settore elettrico, in particolare attraverso una verifica di applicabilità del preventivo rapido (tipicamente telefonico) anche al settore gas;
- ad aumentare il livello di tutela dei clienti finali, attraverso la progressiva trasformazione degli standard generali in standard specifici (prevedendo, quindi, l'erogazione di un indennizzo automatico in caso di mancato rispetto dello standard), la revisione di alcuni standard sulla base dei livelli effettivi rilevati negli ultimi anni e l'aggiornamento dell'importo degli indennizzi automatici;
- a semplificare la regolazione, con particolare riferimento allo standard relativo alla verifica del gruppo di misura.

#### Qualità del servizio di trasporto del gas naturale

Il 31 dicembre 2013 terminerà il periodo di vigenza del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013*, di cui la *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo 2010-2013*, approvata dall'Autorità con la delibera 1 ottobre 2009, ARG/gas 141/09, costituisce la Parte I. Con la delibera 7 febbraio 2013, 45/2013/R/gas, l'Autorità ha dunque avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto di gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017 e, in particolare, ha deliberato di:

- introdurre principi di maggiore selettività, rispetto al terzo periodo di regolazione, nell'incentivazione dei nuovi investimenti;
- prevedere meccanismi di regolazione che inducano gli operatori a incrementare, rispetto al terzo periodo di regolazione, la propria efficienza e a garantire l'utilizzo di soluzioni tecno-

- logiche innovative nella realizzazione di nuovi investimenti;
- avviare lo sviluppo di strumenti di incentivazione al miglioramento del servizio erogato, basati sulla rilevazione e sulla misura degli *output*;
- semplificare la regolazione della qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale.

Con la delibera 19 gennaio 2012, 8/2012/E/gas, è stata avviata un'indagine conoscitiva a seguito degli eventi verificatisi il 18 gennaio 2012 per la fuoriuscita di gas dal gasdotto in località Tresana (MS) al fine di acquisire informazioni e dati utili per la ricostruzione di quanto accaduto (vedi il Capitolo 5 di questo Volume).

Con la delibera 4 ottobre 2012, 402/2012/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica al Codice di rete dell'impresa di trasporto Edison Stoccaggio, finalizzata a recepire le disposizioni previste nella delibera ARG/gas 141/09, che disciplina la regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo 2010-2013. Le modifiche riguardano tra l'altro: l'inserimento del tempo massimo di risposta e delle informazioni che il trasportatore è tenuto a comunicare all'utente in caso di richiesta di verifica dei dati di misura e di modifica della pressione minima contrattuale per garantire la riconsegna; l'aggiornamento degli standard generali e specifici di qualità commerciale del servizio di trasporto; la definizione dei criteri e delle modalità per la corresponsione degli indennizzi automatici agli utenti; la tempistica per la pubblicazione, da parte del trasportatore, del Piano mensile degli interventi di manutenzione programmata; le modalità di gestione delle "emergenze di servizio"; il contenuto dell'offerta che il trasportatore invia al richiedente per un nuovo allacciamento o un potenziamento dell'esistente; la tempistica massima per l'invio dell'offerta dopo la verbalizzazione dell'individuazione del punto di allacciamento.

#### Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas

Con la delibera 26 aprile 2012, 156/2012/R/gas, l'Autorità ha esteso al 31 dicembre 2012 la deroga all'applicazione del regolamento nei comuni danneggiati dagli eventi sismici che hanno colpito la regione Abruzzo il giorno 6 aprile 2009; ciò confermando che la fornitura di gas ai nuovi impianti di utenza deve essere attivata previa presentazione, da parte del cliente finale al distributore, del solo all'Allegato E alla stessa. Analogo provvedimento è stato adottato da parte dell'Autorità con le delibere 16 gennaio 2013, 6/2013/R/com, e 15 marzo



2013, 105/2013/R/com, relativamente ai comuni interessati dagli eventi sismici del 20 e 29 maggio 2012 nelle regioni Emilia Romagna, Lombardia e Veneto. Si rimanda al Capitolo 2 di questo Volume per una descrizione delle altre misure assunte dall'Autorità nel 2012 per i comuni interessati da eventi sismici.

## Regolamentazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

### Accesso al servizio di trasporto

Con la delibera 8 marzo 2012, 80/2012/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a integrare, in linea con le disposizioni comunitarie e con la prospettata loro evoluzione, le modalità con cui le imprese di trasporto rendono quotidianamente disponibili, presso i punti di entrata interconnessi con l'estero, le capacità conferite e non utilizzate. L'obiettivo perseguito, in cooperazione con le altre Autorità di regolazione interessate, è quello di promuovere il conferimento congiunto delle medesime capacità per favorire una sempre maggiore liquidità e flessibilità dei mercati, nonché di arrivare a una convergenza dei prezzi del gas a livello europeo.

Nel medesimo provvedimento è prevista anche l'adozione di misure temporanee e transitorie limitate a singoli punti di entrata, al fine di consentire la sperimentazione di soluzioni implementative.

Il documento per la consultazione 8 marzo 2012, 82/2012/R/gas, ha illustrato gli orientamenti dell'Autorità in merito all'introduzione di disposizioni transitorie, volte a consentire l'immissione nella rete nazionale di trasporto, presso il punto di entrata di Tarvisio, di quantitativi di gas in utilizzo delle capacità rese disponibili grazie all'istituzione

di un servizio di trasporto giornaliero su base interrompibile da parte dell'operatore austriaco Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG).

Con la delibera 27 marzo 2012, 108/2012/R/gas, l'Autorità ha introdotto le suddette disposizioni transitorie per la gestione della capacità, in linea con gli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 82/2012/R/gas; le ha inoltre successivamente integrate con le delibere 31 maggio 2012, 232/2012/R/gas, e 27 settembre 2012, 390/2012/R/gas.

Con la delibera 13 dicembre 2012, 536/2012/R/gas, l'Autorità ha infine definito le misure per rendere disponibile, a partire dall'1 aprile 2013, un servizio di allocazione della capacità giornaliera tra il punto di scambio austriaco e il sistema gas italiano, via Tarvisio, da attuarsi mediante l'utilizzo della piattaforma comune europea di allocazione della capacità transfrontaliera, istituita dalle principali imprese di trasporto europee (Prisma, vedi anche il Capitolo 1 di questo Volume).

Le modalità di allocazione della capacità seguono i criteri contenuti in specifiche *Linee guida* predisposte dall'Autorità in accordo con il regolatore austriaco E-Control, nell'ambito di un procedimento che ha previsto anche una fase di consultazione pubblica. Le *Linee guida* sono state approvate con la delibera 28 febbraio 2013, 83/2013/R/gas. Con il coordinamento del Ministero dello sviluppo economico e in cooperazione con le amministrazioni competenti svizzere, l'Autorità ha inoltre avviato gli atti finalizzati all'introduzione delle stesse modalità di allocazione della capacità di trasporto giornaliera anche presso il punto di entrata di Passo Gries (delibera 13 dicembre 2013, 537/2012/R/gas).

In materia di accesso al servizio di trasporto si segnalano infine le delibere 22 ottobre 2012, 428/2012/R/gas, 31 gennaio 2013, 39/2013/R/gas, e 28 febbraio 2013, 89/2013/R/gas, con le quali l'Autorità, a seguito della risoluzione da parte del responsabile del bilanciamento del contratto di trasporto con tre utenti, è intervenuta in via d'urgenza disponendo misure tese a garantire il bilanciamento del gas naturale in relazione ai prelievi presso i punti di riconsegna delle imprese regionali di trasporto (vedi il paragrafo "Regolamentazione tecnica dei servizi di bilanciamento" in questo Capitolo).

Oltre ai punti di interconnessione con le reti estere, anche il conferimento della capacità di trasporto presso i punti interconnessi con gli stoccaggi è stato oggetto di modifica con la delibera 19 luglio 2012, 297/2012/R/gas. La capacità di trasporto è conferita infatti alle imprese di stoccaggio (e non più agli utenti), per quanto funzionale all'erogazione del servizio ai propri utenti. Questo assetto, già in vigore per i terminali di rigassificazione, garantisce un accesso più

efficiente alla rete di trasporto da parte degli utenti dello stoccaggio e della rigassificazione. Infatti, in questo modo, l'utente che ha accesso ai predetti servizi acquisisce automaticamente il diritto di immettere (o di prelevare dalla rete) i quantitativi di gas oggetto dei medesimi servizi.

Il provvedimento definisce pertanto le modalità di determinazione della capacità di trasporto oggetto di conferimento, le modalità di allocazione dei relativi costi agli utenti, nonché le modalità di programmazione e allocazione dei quantitativi immessi o prelevati presso i predetti punti della rete nell'ambito del bilancio dell'utente.

#### Accesso al servizio di stoccaggio

Con la delibera 19 aprile 2012, 152/2012/R/gas, l'Autorità ha introdotto, come prefigurato nei documenti per la consultazione 21 luglio 2011, DCO 27/11, e 2 febbraio 2012, 21/2012/R/gas, una revisione della disciplina in materia di corrispettivo variabile di stoccaggio e di consumi di stoccaggio, funzionale a rendere più efficiente e rispondente ai costi l'utilizzo del servizio di stoccaggio. La nuova disciplina, approvata con la delibera 152/2012/R/gas, prevede modalità di attribuzione dei corrispettivi variabili di stoccaggio e dei consumi tecnici che tengano conto che l'utente del servizio di stoccaggio contribuisce a generare i relativi costi, ove la sua posizione sia allineata a quella del flusso del sistema (in flusso), mentre contribuisce a ridurli ove questa sia opposta al flusso del sistema (in controflusso). Pertanto, in base alla nuova disciplina, l'utente che in un giorno ha movimentato gas nello stesso verso del flusso prevalente del sistema versa i relativi corrispettivi variabili e le quote di gas a copertura dei consumi, mentre i medesimi corrispettivi e quote sono riconosciuti all'utente che ha movimentato gas nel verso opposto.

L'intervento ha anche consentito di superare le criticità sull'efficienza degli scambi presso la piattaforma del bilanciamento connessa con il precedente assetto. Infatti, la disciplina in vigore sino all'emanazione del provvedimento in esame, che comportava l'attribuzione dei predetti oneri di stoccaggio (corrispettivo variabile e consumo) agli scambi effettuati presso questa piattaforma, determinava, da una parte, un onere cui non corrispondevano effettivi costi operativi e consumi dell'impresa di stoccaggio e, dall'altra, incidiva negativamente sull'entità dei quantitativi di gas scambiati dagli operatori e sull'efficienza degli esiti dei medesimi scambi.

Con l'assetto definito dalla delibera 152/2012/R/gas, il prezzo di remunerazione delle offerte accettate presso la piattaforma per il bilanciamento tiene quindi conto delle condizioni di flusso prevalenti nel sistema di stoccaggio, risultando pertanto maggiormente rappresentativo del valore del gas per il bilanciamento.

Le quote percentuali di gas applicate agli utenti per la copertura dei consumi tecnici di stoccaggio, per il periodo 1 aprile 2013 - 31 dicembre 2013, sono state definite con la delibera 28 marzo 2013, 128/2013/R/gas.

In materia di accesso al servizio di stoccaggio si segnalano anche: il parere favorevole 26 gennaio 2012, 12/2012/I/gas, reso dall'Autorità al Ministero dello sviluppo economico relativamente all'aggiornamento del Piano di realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, presentato da Eni, in applicazione delle disposizioni del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 (vedi anche il Capitolo 1 di questo Volume); la delibera 25 ottobre 2012, 438/2012/R/gas, sull'aggiornamento dei parametri funzionali a determinare la giacenza minima di gas in stoccaggio di cui gli utenti del servizio di modulazione sono tenuti a disporre al termine della fase di erogazione di ciascun mese.

Infine, sulla base delle innovazioni in materia di accesso allo stoccaggio, introdotte dai decreti ministeriali del 15 febbraio 2013 in tema di stoccaggio di modulazione e di stoccaggio per il GNL, con la delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas, l'Autorità ha definito il perimetro dei servizi di stoccaggio per l'anno 2013-2014 (essenzialmente il servizio uniforme e il servizio di punta) e ha raccolto, nel documento per la consultazione 21 febbraio 2013, 76/2013/R/gas, alcune proposte circa modalità innovative di allocazione, secondo procedure di mercato, di una parte della capacità di stoccaggio che fino all'anno 2011-2012 era conferita secondo il criterio del *pro quota* (vedi anche il Volume 1). La successiva delibera 5 marzo 2013, 92/2013/R/gas, ha definito, per la prima volta in Italia, le modalità di organizzazione delle procedure d'asta per il conferimento di capacità di stoccaggio per l'anno termico 2013-2014, in base alle quali il servizio di punta è conferito con un criterio di valorizzazione al prezzo marginale.

#### 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



che erogano i predetti servizi definiscano i propri Codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificata la coerenza con i criteri stessi.

Tra l'1 gennaio 2012 e il 31 marzo 2013 sono stati aggiornati alcuni Codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione precedentemente approvati, 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 8 marzo 2012, 78/2012/R/gas, sono state recepite, nel Codice di stoccaggio della società Edison Stoccaggio, le disposizioni funzionali all'offerta e all'erogazione su base settimanale del servizio di bilanciamento utenti, previste dalla delibera 2 novembre 2009, ARG/gas 165/09;
- con la delibera 30 marzo 2012, 111/2012/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di rigassificazione della società Terminale GNL Adriatico, tesa all'introduzione sia di un fattore correttivo al calcolo del contenuto energetico del GNL scaricato, sia di un meccanismo di riconciliazione annuale dei quantitativi dello stesso, finalizzati alla gestione di eventuali eccedenze o cali inventariali;
- con la delibera 181/2012/R/gas sono state approvate modifiche al Codice di trasporto della società Snam Rete Gas, relativamente alla disciplina del sistema di garanzie a copertura dell'esposizione potenziale del sistema nei confronti dell'utente, connessa con le partite economiche del bilanciamento (vedi il paragrafo "Regolamentazione tecnica dei servizi di bilanciamento" in questo Capitolo);
- con la delibera 31 maggio 2012, 230/2012/R/gas, sono state introdotte, nel Codice di stoccaggio della società Stogit, disposizioni relative alla gestione del gas di stoccaggio presentato in garanzia dall'utente ai fini della copertura delle sue posizioni economiche del bilanciamento;
- con la delibera 402/2012/R/gas sono state recepite, nel Codice di trasporto relativo alle attività di trasporto di Edison Stoccaggio (ora in capo alla società Infrastrutture Trasporto Gas), le disposizioni in materia di qualità del servizio previste dalla delibera ARG/gas 141/09;
- con la delibera 470/2012/R/gas sono state approvate modifiche al Codice di trasporto della società Snam Rete Gas, riguardanti l'introduzione di modalità di valutazione dell'affidabilità dell'utente, con riferimento alla regolarità e alla

puntualità dei pagamenti, ai fini della determinazione del livello di garanzie a copertura delle partite economiche per il bilanciamento;

- con la delibera 15 novembre 2012, 479/2012/R/gas, sono state recepite, nel Codice di rigassificazione, della società Terminale GNL Adriatico, le disposizioni di cui al comma 14.5 della delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08, in materia di corrispettivo unitario variabile relativo al trattamento di consumi e perdite del terminale;
- con la delibera 13 dicembre 2012, 539/2012/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di trasporto della Società Gasdotti Italia, finalizzata al recepimento delle disposizioni delle delibere 14 dicembre 2009, ARG/gas 192/09, e ARG/gas 45/11.  
La delibera ARG/gas 192/09 dispone che i quantitativi di gas relativi alle perdite di rete e al gas non contabilizzato siano allocati agli utenti del servizio in proporzione ai prelievi presso i punti di riconsegna della rete regionale di trasporto, mentre i quantitativi di gas relativi all'autoconsumo siano allocati in proporzione alle immissioni dai punti di entrata interconnessi con l'estero o con terminali di rigassificazione, ovvero da produzione nazionale. La delibera ARG/gas 45/11 disciplina invece il bilanciamento di merito economico del sistema del gas naturale, prevedendo che il bilanciamento del sistema nazionale sia assicurato mediante il servizio di bilanciamento erogato nell'ambito della rete nazionale di gasdotti dall'impresa che la gestisce (impresa maggiore di trasporto) e che tutte le imprese di trasporto, indipendentemente dal fatto che gestiscano porzioni di rete nazionale, garantiscano il c.d. "bilanciamento operativo" della propria rete, acquistando il gas necessario e il relativo servizio di stoccaggio. Al contempo, con la medesima delibera 539/2012/R/gas sono state introdotte disposizioni funzionali alla corretta attribuzione dei quantitativi di gas di competenza delle imprese di trasporto;
- con la delibera 20 dicembre 2012, 554/2012/R/gas, sono state approvate sia proposte di modifica dei Codici di stoccaggio delle società Stogit ed Edison Stoccaggio, funzionali al recepimento delle modifiche alla disciplina del corrispettivo variabile e dei consumi tecnici, introdotte dalla delibera 152/2012/R/GAS, sia una proposta di modifica del Codice di stoccaggio di Stogit in materia di gestione del gas in garanzia;

- con la delibera 28 marzo 2013, 137/2013/R/gas, è stata approvata una proposta di modifica del Codice di trasporto in materia di allocazione giornaliera della capacità di trasporto presso i punti di entrata della rete nazionale dei gasdotti.

#### Negoziazione e scambio di gas naturale

L'art. 32, comma 2, del decreto legislativo n. 93/11, ha previsto che il GME assuma la gestione dei mercati a termine fisici del gas naturale e che a tal fine l'Autorità fissi le condizioni regolatorie atte a garantire al GME lo svolgimento di queste attività, ivi compresa quella di controparte centrale delle negoziazioni concluse dagli operatori sui predetti mercati, nonché la possibilità di operare come utente presso il PSV, con relativa titolarità di un conto sul PSV e come utente del mercato del bilanciamento del gas naturale. A tale riguardo l'Autorità è intervenuta con la delibera 6 dicembre 2012, 525/2012/R/gas, che definisce sia le modalità con le quali il GME accede alla piattaforma PSV, ai fini della registrazione delle transazioni che verranno concluse nell'ambito dei mercati del gas sulla stessa piattaforma, sia le modalità di gestione, nell'ambito del servizio di bilanciamento, di eventuali saldi netti diversi da zero delle transazioni registrate, che si possono verificare a seguito di inadempienze dei soggetti che partecipano ai predetti mercati. A seguito dell'emanazione delle disposizioni illustrate, il GME ha predisposto la disciplina del mercato del gas, ai sensi dell'art. 30, comma 1, della legge 23 luglio 2009, n. 99, avviando l'iter per la sua approvazione da parte del Ministero dello sviluppo economico, sentite le competenti commissioni parlamentari e l'Autorità. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole con la delibera 10 gennaio 2013, 4/2013/l/gas, e ha definito criteri per la gestione del rischio di controparte delle transazioni concluse presso la piattaforma del GME; ciò con riferimento sia alla determinazione delle capacità richieste, sia agli strumenti attivabili ai fini della copertura dei debiti non coperti dalle medesime garanzie (vedi anche il Capitolo 1 di questo Volume).

Si segnala infine che, con la delibera 20 dicembre 2012, 556/2012/R/gas, l'Autorità ha confermato, per i servizi forniti dal GME, il mantenimento per l'anno 2013 degli stessi corrispettivi in vigore nel 2012, ferma restando l'opportunità di aggiornare la valorizzazione dei

predetti corrispettivi e la loro articolazione, in coerenza con un assetto basato sui corrispettivi di bilanciamento aderenti ai costi e sulla responsabilità, posta prioritariamente in capo all'utente, di mantenere in equilibrio le proprie immissioni e i propri prelievi.

## Misure di salvaguardia del sistema gas

Con la delibera 3 febbraio 2012, 30/2012/R/gas, l'Autorità ha assunto misure transitorie e urgenti volte a consentire, fino al 31 marzo 2012, incrementi di importazione di gas presso i punti di entrata della rete nazionale, anche oltre le capacità conferite agli utenti, al fine di prevenire possibili criticità del sistema del gas connesse con avverse condizioni metereologiche segnalate dal Ministero dello sviluppo economico.

In materia di salvaguardia del sistema gas, si segnalano inoltre le delibere 19 gennaio 2012, 6/2012/R/gas, e 27 novembre 2012, 498/2012/R/gas, con cui l'Autorità, in attuazione di quanto previsto dai decreti del Ministro dello sviluppo economico 29 dicembre 2011 e 23 novembre 2012, ha aggiornato il valore di corrispettivi, premi, penali e incentivi applicabili ai clienti finali che intendevano contribuire direttamente, o tramite la propria impresa di vendita e in via volontaria, al contenimento dei consumi per gli anni termici 2011-2012 e 2012-2013.

Si rileva infine che l'Autorità fa parte del Comitato di emergenza e monitoraggio del sistema del gas, istituito dal Ministero delle attività produttive, ora Ministero dello sviluppo economico, con decreto 26 settembre 2001. Il Comitato svolge una funzione consultiva per il ministero in merito alle gestioni delle emergenze e al funzionamento del sistema del gas naturale. È composto, oltre che da rappresentanti del ministero e dell'Autorità, anche da rappresentanti degli operatori delle infrastrutture di trasporto di interesse nazionale, di stoccaggio e di rigassificazione del gas naturale e da rappresentanti dell'operatore della rete elettrica nazionale.



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

### Trasporto

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09, l'Autorità, con la delibera 6 dicembre 2012, 515/2012/R/gas, ha provveduto all'approvazione sia delle proposte tariffarie e dei corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, sia del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2013. Contestualmente, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'eventuale riconoscimento degli oneri sostenuti dalle imprese di trasporto per il recepimento delle misure introdotte dal decreto legislativo n. 93/11, in materia di gestore di trasporto indipendente e per l'implementazione della disciplina del bilanciamento di merito economico di cui alla delibera ARG/gas 45/11, secondo criteri di pertinenza, congruità e addizionalità di detti costi.

### Accelerazione degli investimenti di sviluppo della rete di trasporto gas

Con la delibera 5 luglio 2012, 279/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di interventi di sviluppo della rete nazionale di gasdotti formulate dalle società Snam Rete Gas e S.G.I., da sottoporre al meccanismo di incentivazione dell'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto, definito con la delibera 10 novembre 2011, ARG/gas 156/11, e ha stabilito gli obiettivi intermedi (*milestones*) di detti interventi.

### GNL

Con la delibera 7 giugno 2012, 237/2012/R/gas, l'Autorità ha esteso la validità dei criteri tariffari per la determinazione delle tariffe di rigassificazione del GNL, di cui alla delibera ARG/gas 92/08, al periodo 1 ottobre 2012 - 31 dicembre 2013, al fine di gestire un ordinato processo di transizione dall'anno termico all'anno solare e di assicurare la coerenza delle scelte regolatorie per il servizio di rigassificazione con

l'evoluzione del regime regolatorio di riferimento per il sistema nazionale del gas. In tale ambito, l'Autorità ha previsto l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto, prevedendo l'adeguamento dei parametri sottostanti - con la sola eccezione del parametro  $\beta$  - ai medesimi parametri applicati per il quarto periodo di regolazione del settore elettrico (delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/2011), al fine di garantire una congrua remunerazione del capitale investito riconosciuto.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione, ai sensi della delibera ARG/gas 92/08, l'Autorità, con la delibera 26 luglio 2012, 312/2012/R/gas, ha approvato le proposte tariffarie per l'attività di rigassificazione e per l'attività di misura svolte dalle imprese di rigassificazione, relative al periodo transitorio 1 ottobre 2012 - 31 dicembre 2013, per le società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico, nonché la proposta di aggiornamento della tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio presso il terminale della società Terminale GNL Adriatico, per il medesimo periodo transitorio. Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 28 luglio 2011, ARG/gas 108/11, l'Autorità, con il documento per la consultazione 19 aprile 2012, 150/2012/R/gas, ha presentato i propri orientamenti in materia di criteri di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione per il quarto periodo di regolazione (2012-2016), sottoponendo il procedimento all'applicazione della metodologia di Analisi di impatto della regolazione (AIR), ai sensi della delibera 3 ottobre 2008, GOP 46/08. In particolare, nel documento per la consultazione l'Autorità ha proposto di:

- prevedere che il riferimento per la determinazione delle tariffe di rigassificazione possa essere rappresentato dall'anno solare, anziché dall'anno termico, e allineare il periodo di regolazione tariffaria dell'attività di rigassificazione di GNL a quello del trasporto di gas naturale;
- confermare il sostegno allo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione di GNL mediante il riconoscimento di un incremento del tasso di remunerazione per i nuovi investimenti, prevedendo contestualmente l'introduzione di incentivi volti a massimizzare il valore dei servizi erogati dall'impresa (incentivi di tipo *outputbased*), sulla base del criterio di selettività degli investimenti;
- prevedere un incremento del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto, al fine di neutralizzare l'effetto del *time lag* nel riconoscimento dei nuovi investimenti;

- allineare le disposizioni in materia di garanzia dei ricavi con le disposizioni previste per il servizio di stoccaggio e di trasporto del gas;
- prevedere una ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* che rifletta la struttura dei costi dell'attività di rigassificazione del GNL;
- valutare l'ipotesi dell'introduzione di corrispettivi costanti nel tempo, al fine di evitare sussidi incrociati tra utenti in relazione al periodo di utilizzo dell'infrastruttura.

Infine, con la delibera 31 ottobre 2012, 451/2012/R/gas, l'Autorità ha sospeso in via cautelare, nelle more del procedimento avviato con la citata delibera ARG/gas 108/11, il riconoscimento del diritto all'applicazione del fattore di garanzia<sup>2</sup>, fino alla definizione delle regole per il quarto periodo di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione e nei confronti di eventuali nuovi terminali di GNL che dovessero entrare in esercizio nel periodo transitorio 1 ottobre 2012 - 31 dicembre 2013. Tale disposizione si è resa necessaria al fine di evitare potenziali pregiudizi sull'efficacia delle scelte dell'Autorità, qualora nel corso del suddetto periodo transitorio dovessero entrare in esercizio nuovi terminali di GNL non inclusi nell'elenco delle infrastrutture strategiche, di cui all'art. 3, del decreto legislativo n. 93/11. Detto articolo prevede infatti che con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri siano individuate le necessità minime di realizzazione o di ampliamento di impianti di produzione di energia elettrica, di rigassificazione di gas naturale liquefatto, di stoccaggio in sotterraneo di gas naturale e di stoccaggio di prodotti petroliferi, e le relative infrastrutture di trasmissione e di trasporto di energia, anche di interconnessione con l'estero, al fine di conseguire gli obiettivi di politica energetica nazionale. Tali impianti e infrastrutture sono dichiarati di pubblica utilità, nonché urgenti e indifferibili.

### Stoccaggio

Con la delibera 26 luglio 2012, 313/2012/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di stoccaggio ai sensi della delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10, ha approvato:

- i corrispettivi d'impresa e i corrispettivi unici nazionali per l'attività di stoccaggio del gas e per l'attività di misura svolta

dalle imprese di stoccaggio, relativi all'anno 2013, ivi incluse le proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione e di erogazione per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile, nonché di maggiorazione del corrispettivo di punta di erogazione per la capacità di erogazione conferita durante la fase di iniezione;

- i corrispettivi unitari di accesso e di utilizzazione della capacità realizzata ai sensi del decreto legislativo n. 130/10, nonché i corrispettivi per l'accesso alle misure transitorie, di cui alla delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11.

Con la medesima delibera l'Autorità ha inoltre determinato sia il valore del contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio, di cui all'art. 2, comma 558, della legge finanziaria 2008, da destinare alle regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio, relativo all'anno 2013, sia le percentuali di ripartizione tra le regioni dell'importo complessivo del contributo compensativo relativo all'anno 2012.

Con la delibera 27 settembre 2012, 381/2012/R/gas, l'Autorità ha introdotto una clausola di salvaguardia al fine di riconoscere la possibilità di ottenere l'applicazione della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, previsto per il terzo periodo di regolazione, alle nuove imprese di stoccaggio che, pur avendo avviato la realizzazione di un giacimento di stoccaggio nel periodo di regolazione 2011-2014, entrino in esercizio successivamente alla scadenza del medesimo periodo. L'Autorità ha inoltre previsto che l'applicazione di tale clausola avvenga in modo selettivo, al fine di assicurare la realizzazione di infrastrutture caratterizzate da prestazioni in grado di fornire un contributo significativo alla sicurezza del sistema nazionale del gas, con particolare riferimento alla disponibilità di capacità di erogazione.

Infine, con la delibera 28 marzo 2013, 121/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato disposizioni urgenti in materia di regolazione delle partite economiche relative al servizio di stoccaggio per l'anno termico 2013-2014, al fine di sterilizzare gli impatti di natura finanziaria sulle imprese di stoccaggio, derivanti dalla nuova disciplina del conferimento della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2013-2014, introdotta con la delibera 92/2013/R/gas, che prevede l'introduzione di aste competitive per l'assegnazione di una quota rilevante della capacità disponibile.

<sup>2</sup> Il fattore di garanzia era incluso nei criteri tariffari di cui alla delibera ARG/gas 92/08, prorogata con la delibera 237/2012/R/gas sopra citata per il periodo ottobre 2012 - dicembre 2013.



### Distribuzione

Con il documento per la consultazione 14 giugno 2012, 248/2012/R/gas, l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti per l'esecuzione della sentenza del Consiglio di Stato n. 2521/2012 in materia di regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale e di altri gas. In particolare, si sono rese necessarie talune modifiche regolatorie relative alla modalità di determinazione del tasso di riduzione annuale dei costi unitari, al meccanismo di gradualità nell'applicazione dei nuovi criteri per la definizione del capitale investito netto e alla determinazione d'ufficio della tariffa, non limitata alle località per le quali la società di distribuzione non dispone della documentazione completa, ma estesa alle altre località servite dall'esercente.

Con la delibera 26 luglio 2012, 315/2012/R/gas, l'Autorità ha definito un tasso di recupero annuale di produttività (*X-factor*) decrescente su base lineare per l'aggiornamento della componente a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione e per l'aggiornamento della medesima componente per i servizi di commercializzazione e misura, con una riduzione annuale pari a 0,2 punti percentuali nel periodo 2008-2012, modificando pertanto gli artt. 41 e 42 della Parte II del TUDG (Allegato A alla delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08).

Con la medesima delibera 315/2012/R/gas, l'Autorità ha modificato l'art. 17 della Parte II del TUDG, relativa alla *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RTDG), prevedendo che il meccanismo di gradualità nell'applicazione dei nuovi criteri per la definizione del capitale investito netto debba essere attivato, qualora si registri una variazione (positiva o negativa) di questo, ai sensi dell'art. 4, commi 4.2 e 4.3, della RTDG, a livello di singola impresa distributrice, superiore al 5% del valore riconosciuto alla medesima impresa con riferimento all'anno termico 2007-2008, corretto applicando la variazione relativa del deflatore per gli investimenti fissi lordi e per tenere conto delle variazioni del capitale investito netto intervenute nell'anno 2007.

In ottemperanza alla summenzionata sentenza, l'Autorità ha inoltre provveduto alla determinazione delle tariffe d'ufficio sulla base dei dati forniti dalle imprese.

Sulla base delle modifiche regolatorie introdotte dalla delibera 315/2012/R/gas, l'Autorità ha poi proceduto alla rideterminazione delle tariffe di riferimento e delle opzioni tariffarie per gli anni 2009 e 2010.

Nel documento per la consultazione 341/2012/R/gas è stata formulata l'ipotesi di prolungamento al 2013 del periodo di vigenza delle

disposizioni in materia di tariffe di distribuzione e misura del gas in vigore per il terzo periodo regolatorio, e sono state illustrate le principali linee di intervento con riferimento al quarto periodo di regolazione. Con la delibera 436/2012/R/gas, l'Autorità ha quindi prorogato di un anno il periodo di vigenza delle disposizioni della RTDG, estendendo all'anno 2013 il periodo di validità delle regole di aggiornamento annuale *infra periodo*, previste per gli anni 2010-2012, delle componenti della tariffa di riferimento.

Per quanto riguarda le regole di aggiornamento delle componenti a copertura dei costi operativi, l'Autorità ha ritenuto che la regola di aggiornamento prevista dagli artt. 41 e 42 della RTDG, come modificati con la delibera 315/2012/R/gas, potesse trovare applicazione anche per la fissazione delle tariffe per l'anno 2013.

Per l'aggiornamento delle componenti a copertura dei costi di capitale, centralizzato e di località, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare il valore del WACC per l'anno 2013, sulla base dei parametri adottati con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, ai fini della determinazione del tasso di remunerazione per il settore elettrico per il quarto periodo di regolazione, a eccezione del parametro  $\beta$ . In relazione a tale parametro, si è ipotizzato il mantenimento di un livello pari a quello adottato per il medesimo servizio nel terzo periodo di regolazione. Sulla base di tali assunzioni, il livello del tasso di remunerazione del capitale investito risulta pari al 7,7% per il servizio di distribuzione e all'8,0% per il servizio di misura.

Nella medesima delibera 436/2012/R/gas, l'Autorità, in un'ottica di semplificazione dei meccanismi regolatori, ha sospeso le disposizioni previste dall'art. 58 della RTDG che incentivano le aggregazioni tra imprese distributrici, limitando l'applicazione dell'incentivo alle operazioni che si sono concluse entro il 30 settembre 2012.

Sulla base delle modifiche imposte dalla sentenza del Consiglio di Stato n. 2521/2012 e adottate nella sopracitata delibera 315/2012/R/gas, l'Autorità, con la delibera 31 ottobre 2012, 450/2012/R/gas, ha quindi determinato i valori delle tariffe di riferimento e rideterminato il valore delle opzioni tariffarie per gli anni 2011 e 2012.

Con la delibera 20 dicembre 2012, 553/2012/R/gas, sono state fissate le tariffe di riferimento e le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, nonché le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale con riferimento all'anno 2013, in coerenza con le disposizioni transitorie definite nella delibera 436/2012/R/gas.

Con il documento per la consultazione 341/2012/R/gas, l'Autorità ha precisato il quadro generale e illustrato le principali linee di inter-

vento per il quarto periodo di regolazione. Il successivo documento per la consultazione 14 febbraio 2013, 56/2013/R/gas, ha analizzato nel dettaglio le tematiche relative alla definizione del costo riconosciuto per il medesimo periodo. Nel medesimo documento l'Autorità, nell'ottica di contenimento del rischio regolatorio, ha indicato l'ipotesi di estendere da quattro a sei anni la durata degli attuali periodi di regolazione e di introdurre contestualmente meccanismi di revisione infra periodo con riferimento all'*X-factor* e ad alcuni parametri per il calcolo del WACC.

L'Autorità ha poi evidenziato che nel corso del quarto periodo regolatorio coesisteranno gestioni per ambito e gestioni comunali o sovracomunali, e ha proposto per questo motivo di definire sia i costi operativi riconosciuti per impresa sia i costi riconosciuti per ambito, differenziati in funzione della densità di clientela all'interno dell'ambito.

Il medesimo documento per la consultazione ha proposto, inoltre, per la determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette centralizzate, in alternativa all'attuale previsione di corrispettivi unici a livello nazionale, di definire i corrispettivi differenziati per classe dimensionale limitatamente alle vecchie concessioni comunali o sovracomunali e/o alle nuove gestioni, a seguito dello svolgimento delle nuove gare.

Con riferimento ai cespiti di località, nel documento si è proposto di mantenere il criterio di valutazione del costo storico rivalutato.

Con riferimento alla valutazione dei nuovi investimenti, è stata esaminata la possibilità di applicare criteri misti standard-consuntivo, distinguendo gli investimenti in funzione della loro finalità e di *driver* differenziati per tipologia di cespiti.

Per quanto riguarda la fissazione del tasso di remunerazione del capitale investito, nel documento è stata comunicata l'intenzione di avviare uno specifico procedimento che unifichi, per tutti i servizi regolati dall'Autorità, modalità e tempistiche di determinazione dei parametri del WACC non specifici di settore, in attesa del quale è stata prospettata l'applicazione di criteri sostanzialmente analoghi a quelli impiegati nei precedenti periodi regolatori.

Nel documento per la consultazione 56/2013/R/gas sono state proposte diverse opzioni con riferimento al trattamento dei contributi pubblici e privati. In caso di degrado dei contributi, si prevede che gli ammortamenti vengano ridotti in funzione della relativa quota di degrado.

Nel documento sono state infine proposte sia misure per l'uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a

quella delle gare, sia disposizioni tese a favorire ulteriori aggregazioni di ambiti territoriali minimi.

#### Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

Con la delibera 77/2012/R/gas dell'8 marzo 2012, l'Autorità, in attuazione delle disposizioni di cui al decreto del Ministero dello sviluppo economico n. 226/11, recante il *Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale, in attuazione dell'art. 46-bis del decreto legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222*, ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale.

Nell'ambito del suddetto procedimento, l'Autorità ha proceduto alla pubblicazione di tre documenti per la consultazione.

Nel documento per la consultazione 24 maggio 2012, 212/2012/R/gas, sono stati descritti i primi orientamenti per la definizione del formato del supporto informatico per la trasmissione dei dati sullo stato di consistenza delle reti di distribuzione, la fissazione della data di entrata in vigore dell'obbligo di utilizzo del formato adottato e la redazione delle schede tecniche relative allo stato di consistenza.

Nel documento per la consultazione 21 giugno 2012, 257/2012/R/gas, sono stati definiti i criteri per la definizione del corrispettivo *una tantum* a copertura degli oneri di gara, di cui all'art. 8, comma 1, del citato decreto ministeriale 12 novembre 2011.

Infine, nel documento per la consultazione 27 settembre 2012, 382/2012/R/gas, viene descritto lo *Schema del contratto di servizio tipo per la distribuzione di gas naturale*, sugli orientamenti dell'Autorità in relazione alla predisposizione dello schema di contratto di servizio tipo, di cui all'art. 14, comma 1, del decreto legislativo n. 164/00, richiamato dall'art. 9, comma 8, del già menzionato decreto del Ministero dello sviluppo economico n. 226/11.

Con la delibera 11 ottobre 2012, 407/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato i criteri per la determinazione del corrispettivo *una tantum* a copertura degli oneri sostenuti dalle stazioni appaltanti per la gestione delle gare nei nuovi ambiti territoriali minimi per il servizio di distribuzione del gas. L'ammontare del corrispettivo *una tantum* varia in funzione del numero di utenti serviti e del numero di comuni appartenenti al singolo ambito territoriale minimo, entro i limiti di un tetto massimo di spesa. L'Autorità ha inoltre deciso di includere, nel



perimetro dei costi da considerare ai fini della fissazione del corrispettivo *una tantum*, le spese connesse con lo sviluppo delle procedure per la determinazione del Valore industriale residuo (VIR) da riconoscere al gestore uscente, così da evitare che l'esclusione di questi costi dagli oneri di gara coperti dal corrispettivo porti le stazioni appaltanti a predisporre perizie non accurate, con conseguenti sovrastime dello stesso VIR e aumento dei costi a carico degli utenti della rete.

Con la delibera 6 dicembre 2012, 514/2012/R/gas, l'Autorità ha definito lo *Schema di contratto di servizio tipo relativo all'attività di distribuzione del gas*, successivamente approvato con il decreto del Ministero dello Sviluppo economico 5 febbraio 2013.

Con la delibera 13 dicembre 2012, 532/12/R/gas, in attuazione delle disposizioni di cui all'art. 4, comma 7, del decreto del Ministero dello sviluppo economico n. 226/11 e tenendo conto degli esiti della consultazione, si è proceduto a definire il formato del supporto informatico per la trasmissione dei dati relativi agli stati di consistenza delle reti di distribuzione del gas naturale, predisponendo le schede tecniche per il loro invio in formato cartaceo, fissando il formato del supporto informatico e stabilendo la data di decorrenza dell'obbligo di utilizzo del medesimo formato informatico.

Con la delibera 21 marzo 2013, 113/2013/R/gas, l'Autorità ha individuato le modalità di attuazione delle disposizioni di cui all'art. 9, comma 2, del decreto del Ministero dello sviluppo economico n. 226/11. A questo scopo, è stata prevista la predisposizione di uno schema di nota giustificativa che dovrà essere utilizzato dalle stazioni appaltanti; è stato individuato l'ambito delle verifiche che l'Autorità intende effettuare al fine della formulazione delle eventuali osservazioni da trasmettere alla stazione appaltante; infine, è stato previsto che i dati tariffari rilevanti per lo svolgimento delle gare siano resi disponibili alle stazioni appaltanti mediante pubblicazione sul sito internet dell'Autorità.

#### Biometano

Il documento per la consultazione 160/12/R/gas del 26 aprile 2012, in tema di regolazione tecnica ed economica delle connessioni di impianti di produzione di biometano con le reti del gas naturale, è stato emanato nell'ambito del procedimento volto alla definizione delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione di impianti di produzione di biometano con le reti del gas naturale, avviato con la

delibera 8 settembre 2011, ARG/gas 120/11.

#### Servizio di misura sulle reti di distribuzione gas

Nel corso dell'anno 2012, con riferimento al servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas naturale, è stata svolta un'attività di aggiornamento e adeguamento delle direttive per la messa in servizio dei misuratori/gruppi di misura elettronici (GDM), per l'implementazione della telelettura/telegestione e della relativa regolamentazione tariffaria.

L'originaria delibera 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08, prevedeva l'obbligo di messa in servizio di misuratori elettronici per la telelettura/telelettura di tutti i punti di riconsegna della distribuzione gas, prevedendone il rinnovo per una percentuale pari all'80% al 2016 per i punti di riconsegna del *mass market*, e pari al 100% per i restanti punti di riconsegna presenti negli impianti di distribuzione, già a partire dal 2012. Successivamente, con la delibera 2 febbraio 2012, 28/2012/R/gas, con la quale tra l'altro è stato concluso il percorso di definizione tariffaria per i misuratori elettronici per la telegestione, l'Autorità, tenendo conto dei nuovi elementi emersi dalle consultazioni, ha aggiornato gli obblighi di messa in servizio dei misuratori elettronici.

Nel dettaglio, la delibera 28/2012/R/gas, così come successivamente integrata, ha disposto:

- la determinazione di costi standard da riconoscere a partire dal 2012 (inclusa la capitalizzazione dei costi di messa *in loco* e l'avvio del misuratore), differenziati per classe di misuratori con una previsione di decremento dei costi standard negli anni, dovuto al consolidamento dei processi industriali tecnologici;
- l'articolazione del riconoscimento dei costi operativi tenendo conto di quanto già ammesso tramite la disciplina vigente e istituendo una componente aggiuntiva per gli extra costi dovuti alle verifiche periodiche previste dal decreto legislativo n. 99/09.
- la rimodulazione della tempistica degli obblighi di messa in servizio dei misuratori, non più articolata in funzione di tappe obbligatorie ma facendo leva sul riconoscimento del costo standard che, decrescendo nel tempo, premia un investimen-

3 Tale termine si riferisce essenzialmente alla clientela domestica.

to precoce;

- la fissazione, per il *cluster* (gruppo) del *mass market* (clienti domestici), di obblighi di sostituzione alla data del 31 dicembre 2018 così articolati:
  - il 60% dei punti di riconsegna esistenti a tale data;
  - il 100% dei misuratori per i quali a tale data risulti scaduta la validità del bollo metrico;
  - il 100% di installazioni successive al 29 febbraio 2012 equipaggiate con misuratori elettronici alla data del 31 dicembre 2018.

Successivamente, con la delibera 18 maggio 2012, 193/2012/R/gas, l'Autorità è intervenuta modificando la delibera 28/2012/R/gas e avviando contestualmente un procedimento di revisione delle disposizioni relative ai costi standard per la messa in servizio dei misuratori gas.

Nello specifico, la citata delibera ha stabilito, in deroga alle scadenze fissate dal provvedimento 28/2012/R/gas, di riconoscere alle imprese di distribuzione la facoltà di installare, per un periodo provvisoriamente compreso tra l'1 marzo e il 31 dicembre 2012, soluzioni impiantistiche non rispondenti ai requisiti minimi. Il menzionato provvedimento ha inoltre avviato un procedimento volto ad approfondire i primi elementi acquisiti sullo stato di effettiva commercializzazione degli impianti di misura, al fine di confermare o di modificare le prescrizioni adottate in via d'urgenza. La delibera ha altresì stabilito le modalità di valorizzazione degli investimenti nel caso di misuratori tradizionali installati nel periodo transitorio definito.

L'Autorità, come preannunciato nell'ambito del procedimento avviato con la summenzionata delibera, ha sostanzialmente confermato le disposizioni introdotte in via d'urgenza relative agli obblighi di installazione dei misuratori successivi al 29 febbraio 2012, confermando come termine ultimo, entro il quale installare i misuratori tradizionali per tutte le classi di GdM ≤ 40, la data del 31 dicembre 2012; con la delibera 14 giugno 2012, 246/2012/R/gas, l'Autorità ha inoltre effettuato una revisione dei costi standard per i gruppi di misura di taglia intermedia (il c.d. "cluster intermedio").

A conclusione del procedimento avviato con la delibera 193/2012/R/gas, l'Autorità, con la delibera 26 luglio 2012, 316/2012/R/gas, ha proceduto al completamento della disciplina tariffaria nel caso specifico in cui si ottemperò all'obbligo di messa in servizio dei gruppi di misura rispondenti ai requisiti funzionali minimi tramite l'installazione di un

*add on*<sup>4</sup>: sono stati così fissati i costi standard, differenziati per due macro classi di misuratori, in modo tale da riconoscere a livello tariffario anche questa possibilità e permettere così l'adeguamento dei misuratori tradizionali elettronici.

Nel luglio 2012, nell'ambito della rilevazione conoscitiva "Telegestione gas", condotta dall'Autorità, alcune imprese di distribuzione non hanno trasmesso i dati richiesti, venendo meno agli obblighi informativi posti dalle delibere ARG/gas 155/08 e 28/2012/R/gas. Pertanto, con la delibera 22 novembre 2012, 494/2012/E/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'intimazione ad adempiere agli obblighi informativi in materia di messa in servizio dei gruppi di misura gas per le imprese inadempienti. Dai dati raccolti in tale occasione è emerso che l'implementazione del piano di *roll-out* (ossia la messa in servizio dei misuratori elettronici in sostituzione di quelli tradizionali) ha subito alcuni ritardi, soprattutto per il *cluster* intermedio e per il *mass market*. Di conseguenza, nel corso del 2012 è stata effettuata dall'Autorità una ricognizione sullo stato della tecnologia, da cui è emersa la possibilità di reperire sul mercato misuratori e *add-on* per i *cluster* intermedi in quantità sufficienti per l'avvio, nel 2013, di una significativa fase di aggiornamento dei misuratori. A fronte di ciò, con la delibera 28 dicembre 2012, 575/2012/R/gas, l'Autorità ha definito un programma di messa in servizio dei misuratori elettronici cadenzato in quantità e obblighi temporali per ciascuna classe di gruppo di misura:

- per i punti di riconsegna con classe del gruppo maggiore di G40, la sostituzione del 100% dei misuratori entro il 29 febbraio 2012;
- per i punti di riconsegna con classe del gruppo uguale a G40, la sostituzione del 95% dei misuratori entro il 31 dicembre 2013 e del 100% al 31 dicembre 2014;
- per i punti di riconsegna con classe del gruppo di misura compresa tra G16 e G25, la sostituzione del 25% dei misuratori entro il 31 dicembre 2013, del 60% entro il 31 dicembre 2014 e del 100% al 31 dicembre 2015;
- per i punti di riconsegna con classe del gruppo uguale a G10, la sostituzione del 5% dei misuratori entro il 31 dicembre 2013 e del 15% entro il 31 dicembre 2014, rinviando al nuovo periodo regolatorio la definizione di successive scadenze.

La delibera 575/2012/R/gas ha altresì confermato per i gruppi di misura inferiori o uguali a G16, per l'anno 2013, la disposizione tran-

<sup>4</sup> Si tratta di un dispositivo elettronico aggiuntivo che consente a un misuratore tradizionale di soddisfare i requisiti funzionali minimi dettati dalla delibera ARG/gas 155/08.



sitoria che consente l'installazione di soluzioni tradizionali per nuove connessioni, guasti o fine vita.

Per i clienti di più piccole dimensioni, ovvero quelli con misuratori di classe uguale o inferiore a G6, la delibera 575/2012/R/gas non ha modificato quanto stabilito dalla delibera 28/2012/R/gas, lasciando quindi sostanzialmente invariati sia l'obbligo di messa in servizio di misuratori elettronici al 60% di questa clientela entro il 31 dicem-

bre 2018, sia l'obbligo di sostituzione della totalità dei misuratori per i quali risulta scaduta la validità del bollo metrico alla data del 31 dicembre 2018.

Prima di introdurre anche per il *cluster* del *mass market* modifiche al programma di sostituzione dei misuratori tradizionali con misuratori elettronici, l'Autorità ritiene fondamentale attendere gli esiti dell'attività normativa del CIG, finalizzata all'elaborazione del compendio

### TAV. 3.1

Revisione degli obblighi di messa in servizio dei gruppi di misura teleletti/telegestiti previsti dalla delibera 575/2012/R/gas

Percentuale di messa in servizio da realizzare entro la data indicata

GRUPPI DI MISURA	29/2/2012	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2018
> G40	100%	-	-	-	-	-	-
G40	-	95%	100%	-	-	-	-
G16-G25	-	25%	60%	100%	-	-	-
G10	-	5%	15%	-	100% <sup>(A)</sup>	-	-
≤ G6	-	-	-	-	-	-	60%

(A) Come previsto dalla delibera 575/2012/R/gas, comma 1.1.d.iii), la definizione delle successive scadenze è rinviata al processo di definizione del nuovo periodo regolatorio.

UNI TS 11291 e prevista per il mese di aprile 2013, relativa ai dispositivi di misurazione del gas su base oraria, soprattutto per le parti atte a garantire la c.d. "intercambiabilità" dei misuratori, ovvero la possibilità per un sistema di *smart metering* di funzionare con misuratori prodotti da diversi costruttori. D'altro canto, nella fase di consultazione che ha preceduto l'emanazione della delibera 28/2012/R/gas, è emersa l'opportunità di approfondire la possibilità di sfruttare l'infrastruttura di comunicazione, necessaria all'implementazione dello *smart metering* gas, anche per altri servizi e finalità (assetto multiservizio), nell'ottica dello sviluppo delle *smart city*. La delibera ha dunque previsto, tra l'altro, di avviare una fase di sperimentazione tramite progetti pilota che, partendo dai nuovi misuratori elettronici gas nel frattempo messi in funzione in modalità monoservizio, consentissero di recuperare la funzionalità dell'infrastruttura di comunicazione in applicazione multiservizio.

Con il documento per la consultazione 15 novembre 2012, 478/2012/R/gas, recante *Procedura e criteri di selezione degli investimenti ammessi allo sperimentazione di soluzioni di telelettura/telegestione congiunta di misuratori di gas naturale di classe minore o uguale a G6 e di misure di punti di riconsegna/prelievo di altre commodity*, l'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti in merito alla selezione dei progetti pilota da incentivare.

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

Il decreto legislativo n. 93/11 ha previsto, all'art. 16, comma 1, che, con decreto del Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità, venissero stabilite le modalità di redazione, da parte dei gestori di trasporto, di un Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, basato sulla domanda e sull'offerta, esistenti e previste, nonché sui piani di sicurezza dell'approvvigionamento di cui all'art. 8 del medesimo decreto legislativo n. 93/11.

Con la delibera 19 luglio 2012, 300/2012/I/gas, l'Autorità ha fornito parere favorevole alla bozza di decreto, suggerendo altresì l'introduzione di obblighi informativi in capo ai gestori, volti a supportare le valutazioni di competenza dell'Autorità medesima in relazione all'efficienza e all'economicità degli investimenti previsti.

# Promozione della concorrenza

## Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza del mercato al dettaglio

### Attività relative alle capacità di stoccaggio finanziate nell'ambito delle disposizioni del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130

Nel 2012 sono proseguite le attività previste dal decreto legislativo n. 130/10, che ha introdotto, in luogo dei c.d. "tetti antitrust", nuove misure volte a incrementare la concorrenzialità nel mercato del gas naturale mediante il potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio a favore di soggetti industriali e termoelettrici.

In particolare, anche per il 2012 i soggetti industriali che finanziano la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio hanno beneficiato delle c.d. "misure transitorie/stoccaggio virtuale", ossia delle disposizioni che anticipano, in forma virtuale, benefici equivalenti a quelli che si avrebbero qualora la capacità di stoccaggio finanziata fosse già operativa (art. 9 del decreto legislativo n. 130/10). Tale meccanismo è previsto fino alla progressiva entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio, e comunque non oltre il 2015.

Le misure transitorie sono erogate dal Gestore dei servizi energetici (GSE) e hanno natura fisica a partire dall'aprile 2012 (nei bienni 2010-2012 esse avevano esclusivamente natura finanziaria), consentendo ai soggetti industriali finanziatori di consegnare gas in estate e averlo riconsegnato in inverno, a fronte di un corrispettivo determinato dall'Autorità a partire dalle tariffe di stoccaggio.

Per il servizio fisico di stoccaggio virtuale per l'anno termico 2013-2014, con la delibera 31 gennaio 2013, 33/2013/R/gas, l'Autorità ha inoltre definito i corrispettivi massimi relativi all'obbligo di offerta nelle procedure di selezione degli stoccatore virtuali, per un quantitativo minimo pari al 50% del servizio, da approvvigionare al soggetto

che aderisce all'attuazione delle misure di cui all'art. 5, comma 1, del decreto legislativo n. 130/10 (Eni).

Sulla base dei contratti approvati dall'Autorità, il GSE ha approvvigionato, per l'anno 2013-2014, disponibilità per il servizio fisico di stoccaggio virtuale pari a circa 25 milioni di metri cubi, a un prezzo medio ponderato di circa 2,5 cent€/m<sup>3</sup>. Sebbene l'Autorità, con le delibere 33/2013/R/gas e 28 febbraio 2013, 90/2013/R/gas, abbia modificato al ribasso i corrispettivi per l'utilizzo delle misure transitorie, le attuali condizioni di mercato hanno reso poco appetibile il servizio (25 milioni di metri cubi a fronte di un totale richiedibile di poco più di 400 milioni di metri cubi).

I 25 milioni di metri cubi di gas approvvigionati dal GSE saranno riconsegnati il prossimo inverno dallo stoccatore virtuale ai soggetti industriali finanziatori e posti da questi ultimi in vendita sulle piattaforme del GME, secondo le disposizioni della delibera 1 marzo 2012, 67/2012/R/gas, relative alle modalità di offerta di tale gas invernale presso le piattaforme del GME, prevedendo comunque, una volta soddisfatti i termini per l'adempimento all'obbligo di offerta, la possibilità di cedere detto gas su base bilaterale.

Sulla base delle disposizioni della delibera 23 febbraio 2012, 54/2012/R/gas, il GSE ha svolto anche la cessione annuale a mercato della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2013-2014. Tale procedura è a disposizione dei soggetti industriali finanziatori che hanno sottoscritto un contratto pluriennale, ai sensi dell'art. 7, comma 3, del decreto legislativo n. 130/10, per allocare la capacità che deve essere offerta dai medesimi soggetti che hanno usufruito delle misure transitorie nel 2012-2013 (il 10% della capacità oggetto delle misure



### 3. Regolamentazione nel settore del gas

transitorie per un numero di anni pari al doppio di quelli per i quali la stessa capacità è rimasta "virtuale"). Per il 2013 tali procedure hanno visto un'allocazione di circa 58 milioni di metri cubi su 380 offerti, posti in vendita a un prezzo pari a circa 0,8 cent€/m<sup>3</sup>.

#### Monitoraggio del mercato al dettaglio

La delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11, definisce, come evidenziato nel precedente Capitolo 2, il sistema di monitoraggio *retail* con riferimento sia al settore elettrico sia al settore del gas naturale. L'analisi delle medesime informazioni per entrambi i settori risulta in-

fatti particolarmente rilevante nell'ambito della filiera in cui le attività svolte nei confronti dei clienti finali sono le medesime.

Anche per il settore del gas naturale, quindi, i dati relativi all'anno 2012, che riguardano per il settore gas 53 distributori e 52 venditori di gas naturale di cui solo 11 monofornitura, verranno utilizzati per l'analisi riportata nel primo *Rapporto Annuale*, recante gli indici misurati sull'anno 2012 e pubblicato dall'Autorità entro il 30 luglio 2013. Relativamente all'identificazione dei soggetti obbligati per l'anno 2013, per il settore gas risultano 51 distributori e 51 venditori; di questi ultimi solo 9 sono monofornitura, mentre i rimanenti vendono sia energia elettrica sia gas naturale.

PAGINA BIANCA



# 4.

Tutela  
dei consumatori  
ed efficienza  
energetica  
negli usi finali

---

# Tutela dei consumatori

---

Gli interventi attuati nella fase della vendita al dettaglio dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale possono articolarsi tra quelli rivolti specificamente alla regolazione dei regimi di tutela e quelli destinati, più in generale, a migliorare il corretto funzionamento dei meccanismi del mercato, al fine di promuoverne la concorrenza. In particolare, con specifico riguardo al regime di tutela nel settore del gas, è stata avviata la riforma delle condi-

zioni economiche e al contempo è stata integrata la disciplina del servizio di *default*, necessaria per fornire un quadro certo sulla modalità di trattamento dei prelievi effettuati non imputabili a un fornitore. Per quanto riguarda gli interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio, particolare rilievo in entrambi i settori, elettricità e gas, ha assunto la nuova disciplina relativa ai contratti non richiesti.

---

## Mercato elettrico

---

---

### Mercato elettrico: servizio di maggior tutela e servizio di salvaguardia

---

L'art. 3, paragrafo 3, della direttiva 2009/72/CE, prevede che «gli Stati membri provvedono affinché tutti i clienti civili e, se gli Stati membri lo ritengono necessario, le piccole imprese (con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro) usufruiscano nel rispettivo territorio del servizio universale, vale a dire del diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e

non discriminatori». Il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, ha confermato l'assetto introdotto dal decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito nella legge 3 agosto 2007, n. 125, che, a far data dall'1 luglio 2007, ha previsto l'istituzione:

- del servizio di maggior tutela, cui hanno diritto i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro che non scelgono un fornitore sul mercato libero; per questi clienti il servizio è erogato dall'esercente la maggior tutela e la funzione di approvvigionamento continua



a essere svolta dall'Acquirente unico ;

- del servizio di salvaguardia destinato ai clienti diversi da quelli aventi diritto alla maggior tutela, nel caso in cui essi si trovino senza un esercente la vendita nel mercato libero o non abbiano proceduto a sceglierne uno; l'esercente di tale servizio è individuato attraverso procedure concorsuali per aree territoriali.

Per quanto riguarda le condizioni di erogazione del servizio di maggior tutela, le modalità di definizione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas dei prezzi relativi alle fasi liberalizzate della filiera elettrica (a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione) fanno riferimento a condizioni di mercato. I prezzi relativi all'approvvigionamento sono infatti attualmente determinati sulla base dei prezzi registrati nel mercato all'ingrosso attraverso operazioni di mero calcolo, senza discrezionalità. Per quanto riguarda invece la parte relativa ai costi di commercializzazione, non esistendo un valore di mercato cui fare riferimento, ai fini della sua determinazione viene seguito un criterio di aderenza ai costi di un ipotetico operatore nuovo, entrante nel segmento della vendita di energia elettrica ai clienti di piccole dimensioni.

Per quanto riguarda le condizioni di erogazione del servizio di salvaguardia, esse sono definite sulla base degli esiti delle procedure concorsuali di selezione degli esercenti la salvaguardia.

#### Servizio di maggior tutela - Aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela

Sulla base di quanto previsto dall'art. 10 del *Testo integrato della vendita* (TIV), come modificato e integrato con la delibera 19 luglio 2012, 301/2012/R/eel, l'Autorità ha provveduto, come di consueto, ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per il servizio di maggior tutela:

- per il trimestre gennaio-marzo 2012, con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 205/11;
- per il trimestre aprile-giugno 2012, con la delibera 30 marzo 2012, 119/2012/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2012, con la delibera 28

giugno 2012, 269/2012/R/eel;

- per il trimestre ottobre-dicembre 2012, con la delibera 27 settembre 2012, 384/2012/R/eel;
- per il trimestre gennaio-marzo 2013, con la delibera 28 dicembre 2012, 577/2012/R/eel.

Per un dettaglio sui valori di tali aggiornamenti si rinvia al Capitolo 2 del Volume I.

I corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica (corrispettivi PED) vengono aggiornati ogni trimestre sulla base del prezzo di cessione fatto pagare dall'Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela per l'approvvigionamento dell'energia elettrica e per il servizio di dispacciamento. In particolare, al momento dell'aggiornamento trimestrale, i livelli dei corrispettivi PED sono definiti considerando:

- la valorizzazione dei costi sostenuti, sulla base dei dati di consuntivo e di pre-consuntivo, dall'Acquirente unico nei mesi dell'anno solare già trascorsi;
- la valorizzazione dei costi che l'Acquirente unico sosterrà nei restanti mesi dell'anno, sulla base delle migliori previsioni dell'andamento delle variabili rilevanti ai fini della determinazione dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente unico;
- la quantificazione del recupero necessario a ripianare eventuali errori connessi con il calcolo del corrispettivo PED, relativo al periodo precedente.

La quantificazione degli importi da recuperare, al fine di ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione *ex ante* effettuata dall'Autorità e i ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela in conseguenza dell'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti finali del servizio, ha la principale finalità di definire i corrispettivi, relativi all'anno solare di riferimento, il più possibile allineati ai costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela, minimizzando così gli importi di perequazione applicati negli anni successivi. Gli importi non recuperati nell'anno solare di riferimento sono infatti coperti tramite la perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento, e recuperati dai clienti finali attraverso il prezzo di perequazione dell'energia (corrispettivo PPE).

<sup>1</sup> La legge n. 125/07 stabilisce che l'esercente la maggior tutela sia un'apposita società di vendita, negli ambiti territoriali in cui l'impresa distributrice alimenta almeno 100.000 clienti finali, ovvero la medesima impresa distributrice negli altri casi.

Le determinazioni degli importi di perequazione dei costi di approvvigionamento relativi all'anno 2011 sono state effettuate dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) nel corso dell'anno 2012, in coerenza con le scadenze previste dal TIV. Ai fini dell'aggiornamento delle condizioni economiche del primo trimestre 2013, l'Autorità ha conseguentemente modificato i livelli del corrispettivo PPE per tenere conto di tali determinazioni. Inoltre, sono stati considerati gli importi versati dall'Acquirente unico al Conto relativo alla perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica, che si riferiscono a partite economiche afferenti l'attività di approvvigionamento dell'energia elettrica svolta dal medesimo Acquirente unico. Per un dettaglio sui conti della CCSE si rimanda al Capitolo 1 di questo Volume.

#### Servizio di maggior tutela - Revisione delle fasce orarie

Ai sensi del TIV, a partire dall'1 luglio 2010, ai clienti domestici del servizio di maggior tutela dotati di misuratori elettronici programmati per fasce orarie e messi in servizio, è stata applicata una struttura di prezzi biorari, con corrispettivi PED (corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia) differenziati nelle fasce orarie F1 e F23 (F2+F3). Tale applicazione risulta automatica e non condizionata a una esplicita richiesta del cliente finale<sup>2</sup>.

In merito all'attuale struttura delle fasce orarie, con la delibera 15 settembre 2011, ARG/elt 122/11, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di corrispettivi PED differenziati nel tempo ai clienti del servizio di maggior tutela, anche al fine di valutare la coerenza delle attuali modalità di applicazione con gli obiettivi di corretto segnale di prezzo. Nell'ambito di tale procedimento, con il documento per la consultazione 24 maggio 2012, 216/2012/R/eel, *Orientamenti per la revisione della struttura per fasce orarie dei corrispettivi PED applicati ai clienti domestici in maggior tutela*, l'Autorità ha

definito i propri orientamenti sul tema:

- indicando come l'evoluzione della domanda e dell'offerta nel mercato all'ingrosso (Mercato del giorno prima - MGP) stia comportando un cambiamento rispetto al passato, in esito al quale il Prezzo unico nazionale (PUN) assume un andamento nelle diverse ore della giornata differente rispetto a quanto storicamente rilevato e assunto a base della definizione dell'attuale struttura delle fasce orarie; in particolare, il principale effetto registrato è quello di un aumento relativo dei prezzi nelle ore serali (appartenenti alla fascia oraria F2);
- proponendo una revisione dei corrispettivi PED differenziati per fasce orarie applicati ai clienti domestici del servizio di maggior tutela, indicando in particolare due possibili alternative rispetto all'odierna struttura bioraria, differenziata nelle fasce F1 e F23:
  - il mantenimento di una struttura di prezzi bioraria, differenziando il prezzo tra la fascia oraria F12, definita come somma delle fasce orarie F1 e F2, e la fascia oraria F3;
  - il passaggio a una struttura di prezzi trioraria, differenziando il prezzo per ciascuna fascia oraria F1, F2 ed F3.

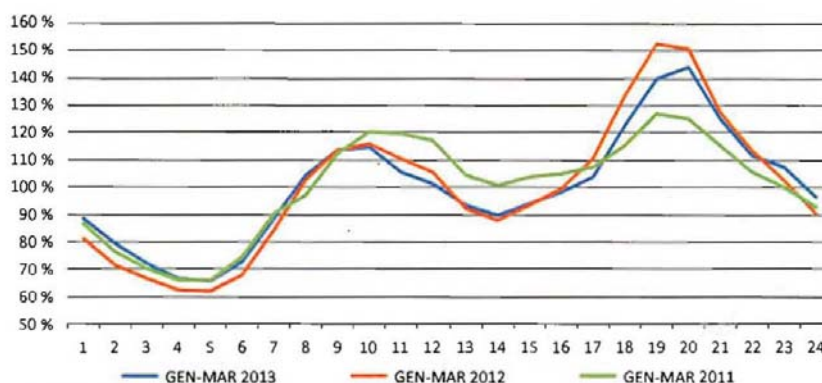
Rispetto all'evoluzione della domanda e dell'offerta nel mercato all'ingrosso (MGP), il differente andamento dei prezzi - caratterizzato da una riduzione, in media annua, del differenziale del PUN tra le fasce orarie e dalla presenza, nei giorni lavorativi, di prezzi medi delle ore appartenenti alla fascia oraria F2, vicini ai prezzi medi delle ore incluse nella fascia oraria F1 - ha subito un'accelerazione negli ultimi anni. Nel 2012, i prezzi sul MGP sono risultati in F2 mediamente superiori ai prezzi in F1 di circa 2 €/MWh, diversamente dal 2011, quando invece i prezzi in F1 sono stati superiori di oltre 3 €/MWh rispetto ai prezzi in F2. Nel 2012 inoltre si è ampliato il differenziale medio annuo tra i prezzi in F2 e i prezzi in F3, passando dai circa 17 €/MWh del 2011 ai circa 24 €/

<sup>2</sup> A tale fine è stato anche previsto un periodo transitorio, terminato il 31 dicembre 2011, in cui i corrispettivi PED biorari sono stati calcolati dall'Autorità sulla base di un rapporto predefinito tra il prezzo di fascia F1 e il prezzo di fascia F23, pari a 110%.



FIG. 4.1

Profilo medio orario del PUN (rispetto al livello medio del trimestre)



Fonte: AEEG.

MWh del 2012. Il grafico riportato nella figura 4.1 evidenzia come, nei primi tre mesi del 2013, il profilo orario del PUN sia stato in linea con quello riscontrato nel periodo corrispondente del 2012, esibendo tuttavia una minore accentuazione nelle ore pre-serali. Rispetto all'esigenza di modificare l'attuale struttura dei prezzi biorari in ragione della suddetta evoluzione nel MGP, gli esiti della consultazione hanno mostrato, sia da parte delle associazioni dei consumatori sia da parte degli operatori, una sostanziale contrarietà, segnalando in particolare che una modifica dell'attuale assetto regolatorio sarebbe difficilmente comprensibile dai clienti finali e dovrebbe essere supportata da una rilevante e onerosa campagna informativa.

#### Servizio di maggior tutela - Contenimento del rischio credito

Con la delibera 12 settembre 2012, 364/2012/R/eel, è stato avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti ai fini della revisione dei meccanismi sia di contenimento del rischio credito, sia di riconoscimento agli esercenti la maggior tutela degli oneri legati alla morosità; ciò prevedendo tra l'altro che, nell'ambito del menzionato procedimento, fosse valutato, mediante l'acquisizione di dati e informazioni utili, il differente impatto, in termini di morosità, dei clienti finali in base alle loro caratteristiche e alla loro collocazione geografica. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha così adottato i seguenti due provvedimenti:

- il documento per la consultazione 12 settembre 2012, 365/2012/R/eel, *Orientamenti per la revisione dei meccanismi di contenimento del rischio credito e di riconoscimento agli esercenti la maggior tutela degli oneri legati alla morosità*, in cui è stata indicata una nuova metodologia di riconoscimento, agli esercenti la maggior tutela, degli oneri legati alla morosità dei clienti finali, attraverso la determinazione dell'*unpaid ratio*<sup>3</sup>, ed è stata proposta la revisione del deposito cauzionale applicato ai clienti finali;
- il documento per la consultazione 29 novembre 2012, 511/2012/R/eel, *Revisione dei meccanismi di contenimento del rischio credito e di riconoscimento, agli esercenti la maggior tutela, degli oneri legati alla morosità e ulteriori misure. Orientamenti finali*, nel quale l'Autorità ha formulato i propri orientamenti finali in merito alla revisione dei meccanismi di contenimento del rischio credito e di riconoscimento, agli esercenti la maggior tutela, degli oneri connessi con la morosità dei clienti finali, tenuto conto degli esiti della consultazione proposta con il documento per la consultazione 365/2012/R/eel.

Nell'ambito del procedimento sono state richieste, ai principali esercenti la maggior tutela, le informazioni rilevanti per il calcolo dell'*unpaid ratio*, con riferimento ai clienti domestici e a quelli non domestici e, nel caso di esercenti che erogano il servizio di

<sup>3</sup> Corrisponde al tasso di mancato pagamento delle fatture da parte dei clienti finali all'interno di un dato periodo temporale.

maggior tutela in due o più regioni, è stato chiesto di fornire anche il dettaglio geografico. In base alle informazioni ricevute è emerso che l'*unpaid ratio* risulta:

- differenziato a livello geografico, mostrando un livello medio nazionale a 24 mesi, pari a circa 1,18% con valori minimi nella zona geografica Friuli Venezia Giulia - Veneto - Trentino Alto Adige (dove, a distanza di due anni dall'emissione, risulta non pagato lo 0,58% delle fatture) e valori massimi in Campania (dove, a distanza di due anni dall'emissione, risulta non pagato il 2,21% delle fatture);
- distinto tra clienti domestici e non domestici, mostrando come l'*unpaid ratio* assuma valore superiore per i clienti non domestici (pari a 1,98% a 24 mesi) rispetto ai clienti domestici (pari a 0,70% a 24 mesi), a riprova del diverso rischio associato alle due tipologie di clienti;
- decrescente all'aumentare del periodo preso a riferimento per la sua determinazione, in quanto, da un lato, nel breve periodo è più probabile che persistano le situazioni che hanno portato al mancato pagamento delle fatture e, dall'altro, le attività di recupero crediti da parte delle società vengono messe in atto in maniera progressiva nel tempo.

Infine, con la delibera 28 dicembre 2012, 583/2012/R/eel, l'Autorità ha provveduto all'aggiornamento delle componenti a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio<sup>4</sup>, in ragione della nuova metodologia di riconoscimento degli oneri legati alla morosità e degli elementi quantitativi acquisiti nell'ambito del procedimento. L'Autorità ha dunque rivisto la remunerazione degli esercenti la maggior tutela, prevedendo che il riconoscimento degli oneri relativi alla morosità, ai fini della definizione delle componenti RCV e RCVi, entrambe poste a copertura dei costi di commercializzazione, sia effettuato considerando livelli di *unpaid ratio* a 24 mesi, distinti per tipologia di clientela (domestici e non domestici) e ambito geografico, ferma restando l'unicità, a livello nazionale, del prezzo pagato da ciascuna tipologia di clienti in maggior tutela. Con il predetto provvedimento, l'Autorità ha inoltre previsto una modifica del livello del corrispettivo PCV (Prezzo commerciale vendita) applicato ai clienti finali non domestici, al fine di mantenere il

corretto segnale di prezzo per tali clienti. Infine, è stato rivisto il livello della componente  $DISP_{gr}$  (componente dispacciamento) applicata ai clienti finali aventi diritto alla maggior tutela, al fine di tenere conto dell'uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela e delle nuove modalità di remunerazione del servizio previste dal medesimo provvedimento.

Rispetto agli orientamenti in tema di deposito cauzionale, l'Autorità ha confermato, anche in ragione della difficile situazione economica generale, gli attuali livelli del deposito cauzionale stabiliti all'art. 12.1 del TIV, mantenendo altresì l'attuale disciplina prevista agli artt. 12.4 e 12.5 in tema di rateizzazione del deposito cauzionale in caso di nuova attivazione del servizio di maggior tutela.

#### Servizio di salvaguardia - Oneri non recuperabili per morosità di clienti non disalimentabili

A partire dall'1 gennaio 2011, il servizio di salvaguardia viene erogato dagli operatori selezionati attraverso le procedure di selezione svoltesi alla fine dell'anno 2010. Tali operatori saranno tenuti a erogare il servizio sino al 31 dicembre 2013<sup>5</sup>. In tale ambito, il Ministro dello sviluppo economico, con il decreto ministeriale del 23 novembre 2010, ha previsto tra l'altro l'adozione di uno specifico meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti la salvaguardia e relativi al mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili (meccanismo di reintegrazione degli oneri).

In particolare, il decreto ministeriale ha stabilito che l'Autorità deve definire le modalità di attuazione delle procedure di recupero e gestione del credito, che gli esercenti la salvaguardia sono tenuti a implementare per accedere al citato meccanismo. Rispetto a questa previsione, con la delibera 20 settembre 2012, 370/2012/R/eel, l'Autorità ha definito i criteri di quantificazione degli oneri non altrimenti recuperabili relativi ai crediti non riscossi, riferiti all'erogazione del servizio per ciascuno dei periodi di esercizio della salvaguardia delle procedure a evidenza pubblica già effettuate (1 maggio 2008 - 31 dicembre 2008, 1 gennaio 2009 - 31 dicembre 2010 e 1 gennaio 2011 - 31 dicembre 2013). In particolare, sono stati stabiliti:

<sup>4</sup> La modifica ha principalmente riguardato le componenti RCV e RCVi che remunerano l'attività di commercializzazione al dettaglio degli esercenti la maggior tutela.

<sup>5</sup> Per l'identificazione degli esercenti la salvaguardia, si faccia riferimento alla *Relazione Annuale 2011*, Capitolo 2, Volume II.



- i criteri di partecipazione, su base volontaria, al meccanismo di reintegrazione oneri relativo al periodo menzionato;
- le modalità di funzionamento del meccanismo di reintegrazione oneri per i crediti maturati nei periodi di esercizio della salvaguardia passati (1 maggio 2008 - 31 dicembre 2008 e 1 gennaio 2009 - 31 dicembre 2010) e attuale (1 gennaio 2011 - 31 dicembre 2013);
- le procedure di partecipazione al meccanismo di reintegrazione oneri.

Inoltre, con la delibera 6 dicembre 2012, 519/2012/R/eel, sono stati determinati dall'Autorità i parametri rilevanti necessari per la quantificazione del meccanismo di reintegrazione degli oneri. Nello specifico, sono stati fissati i livelli:

- del parametro  $\Omega$ , finalizzato a riconoscere a ciascun esercente la salvaguardia un livello dei crediti ammessi al meccanismo di reintegrazione oneri sulla base di una remunerazione in linea con i costi di commercializzazione sostenuti, in luogo del valore  $\Omega$  offerto nell'ambito delle procedure concorsuali;
- del parametro  $\alpha$ , finalizzato a considerare, nell'ambito della determinazione dell'indice di ammissibilità degli oneri al meccanismo di reintegrazione, di cui al comma 3.5 della delibera 370/2012/R/eel, la differenziazione territoriale della morosità dovuta a fattori esogeni al comportamento degli operatori.

Sulla base delle suddette quantificazioni al 31 dicembre 2012, la CCSE ha erogato, a titolo di acconto, agli esercenti aventi diritto alla partecipazione al meccanismo che hanno presentato istanza, un importo pari al 60% della quota relativa all'ammontare dei crediti non riscossi, dichiarati nell'istanza presentata.

La quantificazione definitiva delle determinazioni avverrà entro il 30 giugno 2013, sulla base dell'integrazione delle informazioni che gli esercenti sono tenuti a presentare. In merito alle modalità di copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione, il decreto ministeriale 21 ottobre 2010 ha previsto 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 ritenuto opportuno provvedere a una differenziazione del corrispettivo da applicare ai clienti con diritto alla salvaguardia, anche in ragione del differente rischio di inadempimento attribuibile ai clienti.

A tal fine, con la delibera 6 dicembre 2012, 520/2012/R/eel, è stato avviato un procedimento volto ad acquisire gli elementi conoscitivi in merito sia alle tipologie di clienti finali non disalimentabili con diritto alla salvaguardia, sia agli oneri della morosità attribuiti a ciascuna tipologia, funzionale a:

- prevedere la definizione di corrispettivi a copertura degli importi riconosciuti nel meccanismo di reintegrazione, in maniera differenziata per tipologia di cliente finale, eventualmente anche con riferimento al tasso di inadempimento del singolo cliente finale;
- segnalare alle istituzioni competenti le ulteriori necessità di riforma della normativa riguardante i clienti non disalimentabili nel settore elettrico.

L'analisi dei dati relativi al meccanismo previsto per gli esercenti la salvaguardia ha infatti evidenziato l'elevata criticità della gestione dei crediti dei clienti non disalimentabili, ciò ha comportato un potenziale incremento dell'onere da riconoscere per l'erogazione del servizio a tali clienti finali.

L'Autorità ha quindi ritenuto opportuno approfondire ulteriormente la tematica, con particolare riguardo all'identificazione delle tipologie di clienti che maggiormente generano tale onere, al fine sia di permettere una migliore definizione dei criteri di individuazione dei clienti non disalimentabili, includendo i soli soggetti veramente meritevoli di tutela, sia di limitare il periodo di tempo entro il quale un cliente finale può essere inserito in tale elenco.

In attesa degli esiti di tali approfondimenti, con la delibera 28 dicembre 2012, 576/2012/R/eel, l'Autorità ha comunque effettuato una prima differenziazione del corrispettivo unitario di reintegrazione degli oneri di salvaguardia di competenza di ciascun utente del dispacciamento, prevedendo l'applicazione di un corrispettivo unitario più elevato per i clienti già serviti in salvaguardia rispetto a quello applicato ai clienti finali con diritto al servizio di salvaguardia.

## Mercato del gas

### Mercato del gas naturale: servizio di tutela e servizi di ultima istanza

L'art. 3, paragrafo 3, della direttiva 2009/73/CE prevede che «gli Stati membri possono, nell'interesse economico generale, imporre alle imprese che operano nel settore del gas obblighi relativi al servizio pubblico concernenti, tra l'altro, la qualità e il prezzo delle forniture» e che, con riferimento alla definizione dei clienti vulnerabili, gli Stati membri possano fare riferimento, tra le altre cose, al divieto di interruzione delle forniture a tali clienti in momenti critici.

Il decreto legislativo n. 93/11 ha definito clienti vulnerabili i clienti domestici, i clienti non domestici con consumi inferiori a 50.000 S(m<sup>3</sup>)/anno e i clienti finali titolari di utenze relative ad attività di servizio pubblico, ossia utenze nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole. Il medesimo decreto legislativo ha anche previsto che, per i clienti vulnerabili, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, l'Autorità continui transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento che le società di vendita comprendono tra le proprie offerte commerciali. Inoltre, il decreto ha stabilito che, con il decreto del Ministero dello sviluppo economico, anche in base a quanto previsto all'art. 30, commi 5 e 8, della legge 23 luglio 2009, n. 99, siano individuati e aggiornati i criteri e le modalità per la fornitura di gas naturale nell'ambito del servizio di ultima istanza (FUI), a condizioni che incentivino la ricerca di un nuovo fornitore sul mercato, per tutti i clienti vulnerabili. Ai sensi del decreto legislativo n. 93/11 (art. 7, comma 7) e del decreto ministeriale 3 agosto 2012, hanno diritto al servizio di fornitura di ultima istanza: i clienti finali disalimentabili, ovvero i clienti domestici, compresi i condomini con consumo non superiore a 200.000 S(m<sup>3</sup>) annui e gli altri clienti con consumo non superiore a 50.000 S(m<sup>3</sup>) annui (vedi Titolo IV, sezione I, del *Testo integrato vendita gas - TIVG*)

che, per cause indipendenti dalla propria volontà risultino privi di un fornitore e i clienti finali non disalimentabili, ovvero le utenze relative ad attività di servizio pubblico che, per qualsiasi causa, si trovino senza un fornitore. Il FUI è erogato da operatori selezionati in base a procedure concorsuali indette dall'Acquirente unico. Le suddette previsioni trovano conferma nell'attuale assetto di tutela definito dall'Autorità ai sensi del TIVG, in cui è previsto:

- uno specifico servizio di tutela, vale a dire un'offerta definita sulla base delle condizioni economiche di fornitura indicate dall'Autorità, che ciascuna impresa di vendita è tenuta a comprendere tra le offerte presentate ai clienti vulnerabili;
- la regolazione di ciascun fornitore di ultima istanza (FUI), attraverso le condizioni di erogazione del medesimo servizio.

Rispetto al quadro sopra delineato, rimangono prive di considerazione le situazioni in cui i clienti diversi dai clienti che hanno diritto al FUI si trovino senza un fornitore. In tali casi si verrebbero a creare situazioni critiche per il sistema, poiché alcuni prelievi di gas dalla rete non sarebbero attribuiti ad alcun operatore, determinando prelievi diretti.

Il medesimo decreto legislativo n. 93/11 ha stabilito che in questi casi il distributore territorialmente competente debba 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 modalità e condizioni definite dall'Autorità.

In tale ottica, l'Autorità ha previsto l'istituzione del servizio di *default*, istituito con la delibera 21 luglio 2011, ARG/gas/99/11, in ottemperanza alle prescrizioni dell'art. 7, comma 4 (c), del decreto legislativo n. 93/11. Tale servizio è erogato qualora non ricorrano i requisiti per l'attivazione del servizio di ultima istanza ed è principalmente finalizzato a garantire il bilanciamento della rete di distribuzione per i prelievi effettuati da un cliente senza un venditore (vedi *infra*).



### Servizio di tutela - Aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche del servizio di tutela

In conformità al TIVG, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare con cadenza trimestrale la componente CCI (a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso) e l'elemento QTV (il corrispettivo a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato) e, con cadenza annuale, le altre componenti delle condizioni economiche di fornitura.

Con riferimento agli aggiornamenti trimestrali, l'Autorità è intervenuta ad aggiornare le citate componenti:

- per il trimestre gennaio-marzo 2012, con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/gas 202/11;
- per il trimestre aprile-giugno 2012, con la delibera 30 marzo 2012, 117/2012/R/gas;
- per il trimestre luglio-settembre 2012, con la delibera 28 giugno 2012, 270/2012/R/gas;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2012, con la delibera 27 settembre 2012, 385/2012/R/gas;
- per il trimestre gennaio-marzo 2013, con la delibera 28 dicembre 2012, 578/2012/R/gas.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si veda il Capitolo 3 del Volume I.

L'art. 6 del TIVG stabilisce i criteri di aggiornamento della componente di commercializzazione all'ingrosso CCI calcolata, nel trimestre t-esimo, come somma dei seguenti elementi:

- QCI, pari al corrispettivo fisso a copertura di altri oneri di commercializzazione del gas all'ingrosso, non compresi quelli di cui alla successiva lettera b), fissato pari a 0,930484 €/GJ;
- QE, pari al corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre t-esimo.

Con riferimento al periodo compreso tra l'1 aprile e il 30 settembre 2012, il corrispettivo variabile QE è stato aggiornato tenendo conto di quanto disposto dalla delibera 30 marzo 2012, 116/2012/R/gas, mentre, per il periodo compreso tra l'1 ottobre 2012 e il 31 marzo 2013, le modalità di determinazione di tale corrispettivo sono state riviste alla luce delle modifiche apportate dalla delibera 21 giugno 2012, 263/2012/R/gas (per un'illustrazione di tali modifiche si

rimanda al paragrafo "Riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela" di questo Capitolo).

L'aggiornamento dell'elemento a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato QTV è invece previsto dall'art. 8 del TIVG. In particolare, tale elemento risulta aggiornato trimestralmente per tenere conto dei criteri per il trattamento delle partite di gas naturale non oggetto di misura (gas di autoconsumo, perdite di rete, svasso/invaso della rete e gas non contabilizzato) nel servizio di trasporto.

Con riferimento, invece, agli aggiornamenti con cadenza annuale:

- il livello della componente QS, relativa al servizio di stoccaggio, è stato aggiornato, con riferimento all'anno 2013, con la delibera 578/2012/R/gas; per tenere conto dei livelli sia dei corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio sia del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas, riguardanti il medesimo anno 2013, approvati con la delibera 26 luglio 2012, 313/2012/R/gas; successivamente, la delibera 5 marzo 2013, 92/2013/R/gas, ha modificato il livello della componente QS a decorrere dall'1 aprile 2013 (si veda in proposito il paragrafo "Riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela" di questo Capitolo);
- il livello della componente QT, relativa al servizio di trasporto, è stato modificato con la delibera 578/2012/R/gas con riferimento:
  - ai valori dell'elemento QTF, per tenere conto delle proposte tariffarie inerenti ai corrispettivi per i servizi di trasporto e di misura del trasporto del gas naturale nell'anno 2013, approvate ai sensi della delibera 6 dicembre 2012, 515/2012/R/gas;
  - ai valori dell'elemento QTV, ai fini dell'aggiornamento sia del coefficiente riferito alle perdite di rete, al gas non contabilizzato e all'autoconsumo, sia del valore della componente relativa al servizio di trasporto fino al Punto di scambio virtuale (PSV).

In fine, sono state apportate le seguenti variazioni alla componente QOA a copertura degli oneri aggiuntivi riguardanti la fornitura di gas naturale, di cui all'art. 11 del TIVG:

- con la delibera 3 agosto 2012, 351/2012/R/gas, è stato previsto che, a decorrere dall'1 ottobre 2012, il valore del corrispettivo

- CV<sup>64</sup> a copertura degli oneri connessi con il sistema di bilanciamento del sistema del gas sia pari a 0,001 €/S(m<sup>3</sup>);
- con la delibera 27 novembre 2012, 498/2012/R/gas, è stato confermato il valore dell'elemento CV<sup>65</sup> relativo al corrispettivo unitario variabile per la contribuzione a titolo oneroso al contenimento dei consumi di gas per il periodo 1 gennaio - 31 dicembre 2013, pari a 0,000402 €/S(m<sup>3</sup>);
  - con la delibera 28 dicembre 2012, 581/2012/R/com, è stato previsto l'azzeramento dell'elemento CV<sup>65</sup> relativo al corrispettivo variabile per la copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio e degli oneri sostenuti dal Gestore dei servizi energetici (GSE), relativi alle misure transitorie a favore dei soggetti industriali che finanziano il potenziamento degli stoccaggi, secondo quanto stabilito dagli artt. 9 e 10 del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130.

#### Servizio di tutela - Riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela

Con riferimento alle condizioni economiche del servizio di tutela, nel corso del 2012 l'Autorità, dapprima nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 23 giugno 2011, ARG/gas 77/11, e, successivamente, in quello avviato con la delibera 31 ottobre 2012, 456/2012/R/gas, ha intrapreso un percorso di profonda revisione della disciplina, con specifico riferimento alla determinazione delle componenti a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso e al dettaglio, alla luce dell'evoluzione del mercato del gas, tenendo altresì conto delle nuove disposizioni normative e regolatorie nel frattempo introdotte.

In particolare, con il documento per la consultazione 1 marzo 2012, 68/2012/R/gas, l'Autorità ha dato una prima attuazione alle disposizioni contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1. L'art. 13 di tale decreto ha infatti previsto che, a decorrere dall'1 aprile 2012, al fine di adeguare i prezzi di riferimento del gas naturale per i clienti vulnerabili ai valori europei, l'Autorità, nella determinazione dei corrispettivi variabili a copertura dei costi di approvvigionamento di gas naturale, introducesse progressivamente, tra i parametri in base ai quali è disposto l'aggiornamento, anche il riferimento, per una quota gradualmente crescente, ai prezzi del gas rilevati sul mercato, e che, in attesa

dell'avvio del mercato del gas naturale, di cui all'art. 30, comma 1, della legge n. 99/09, i mercati di riferimento da considerare fossero quelli europei, individuati ai sensi dell'art. 9, comma 6, del decreto legislativo n. 130/10.

Alla luce di queste novità normative, l'Autorità ha quindi modificato, con la delibera 116/2012/R/gas, la formula di calcolo della componente di commercializzazione all'ingrosso del gas naturale (c.d. "componente CCI"), introducendo un criterio di ponderazione tra l'approvvigionamento sui mercati di breve termine (prima non considerati nella formula) e l'approvvigionamento mediante contratti di lungo termine, anche al fine di tenere in considerazione la riscontrata diversificazione delle forme di approvvigionamento da parte dei venditori.

Successivamente, con il documento per la consultazione 8 maggio 2012, 184/2012/R/gas, l'Autorità ha presentato una proposta in merito alla revisione delle modalità di calcolo della componente di commercializzazione all'ingrosso del gas per l'anno termico 1 ottobre 2012 - 30 settembre 2013, al fine di consentire una più efficiente copertura dei costi di approvvigionamento dei diversi operatori. Tale proposta è stata formulata con l'obiettivo di includere gli esiti dei processi di rinegoziazione periodica dei contratti di approvvigionamento del gas naturale, in un'ottica di gradualità rispetto alle modifiche già introdotte con la delibera 116/2012/R/gas per il semestre aprile-settembre 2012, di cui si è detto sopra.

A seguito del menzionato procedimento per la consultazione, con la delibera 263/2012/R/gas l'Autorità ha adottato la *Revisione delle condizioni economiche della materia prima gas a partire dall'1 ottobre 2012 e avvio di un'istruttoria conoscitiva sulle condizioni di approvvigionamento nel mercato della vendita al dettaglio del gas naturale*, per conciliare l'esigenza di maggiori trasparenza e sistematicità nella definizione delle condizioni standard di approvvigionamento; ciò con la necessità di tener conto della dinamica delle reali condizioni di approvvigionamento degli operatori che, direttamente o indirettamente, servono i clienti nel servizio di tutela. Con la stessa delibera, l'Autorità ha inoltre avviato un'istruttoria conoscitiva in ambito nazionale, volta a valutare le condizioni di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso italiano delle società di vendita, finalizzata all'acquisizione di informazioni e dati utili anche alla predisposizione di eventuali interventi, da attuare già nel corso dell'anno termico 2012-2013; detti interventi devono essere



orientati al contemperamento dell'obiettivo di riconoscimento ai venditori al dettaglio di corrispettivi allineati alle condizioni cui gli stessi possono approvvigionarsi nel mercato all'ingrosso, evitando possibili ingiustificati extraprofiti e consentendo il trasferimento ai clienti finali di ulteriori benefici derivanti dai corsi favorevoli del mercato *spot*, cioè con l'obiettivo di prevedere efficaci ed efficienti strumenti di copertura per tutelare gli stessi clienti da eventuali andamenti futuri sfavorevoli dei medesimi prezzi.

L'istruttoria conoscitiva, conclusa con la delibera 456/2012/R/gas, ha tra l'altro evidenziato una tendenza perdurante e progressiva, nei due anni termici 2011-2012 e 2012-2013, verso prezzi di cessione all'ingrosso prossimi, se non sostanzialmente allineati, ai valori rilevabili sul mercato di breve termine.

Con il documento per la consultazione 13 novembre 2012, 471/2012/R/gas, *Riforma delle condizioni economiche nel servizio di tutela. Primi orientamenti*, l'Autorità, anche alla luce delle informazioni acquisite, ha illustrato i propri orientamenti in relazione alla riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela, con particolare riferimento alla componente CCI. Scopo principale dell'intervento è il trasferimento tempestivo ai clienti finali serviti in tutela dei benefici di prezzo derivanti dal nuovo contesto di mercato. Infatti, sia il forte calo della domanda sia lo sviluppo della concorrenza nei mercati all'ingrosso e, in particolare, in quelli di breve termine, hanno contribuito ad allineare i prezzi italiani (al più al netto del costo del trasporto), rilevati su tali mercati, a quelli europei.

Il suddetto documento ha previsto, in particolare, con decorrenza 1 aprile 2013, di definire la componente CCI, relativa alla materia prima, unicamente sulla base del prezzo di mercato all'ingrosso *spot*; ciò al fine di permettere una migliore attribuzione a ciascun cliente finale del costo di approvvigionamento all'ingrosso a esso riconducibile, garantendo così la coerenza tra i costi sostenuti dai venditori per l'approvvigionamento del gas naturale e i ricavi conseguibili dall'applicazione delle condizioni economiche del servizio di tutela. Inoltre, allo scopo di mitigare i rischi di mercato derivanti dalla nuova modalità di valorizzazione della componente CCI, che potrebbero tradursi in una maggiore volatilità dei prezzi finali, ha previsto l'introduzione di un meccanismo assicurativo che

terrebbe altresì conto della diversa composizione del portafoglio di approvvigionamento dei venditori al dettaglio e, di conseguenza, dei diversi impatti sull'equilibrio economico-finanziario delle imprese, impliciti nel passaggio alla nuova struttura dei prezzi della materia prima applicata ai clienti finali.

Gli esiti della consultazione hanno tuttavia evidenziato alcune criticità connesse con le tempistiche ristrette per l'implementazione della riforma e con la troppo ottimistica previsione di avvio del mercato fisico a termine del gas, organizzato dal Gestore dei mercati energetici (GME) e scelto come mercato di riferimento per la valorizzazione della componente relativa alla materia prima.

Così, con il documento per la consultazione 14 febbraio 2013, 58/2013/R/gas, *Riforma delle condizioni economiche nel servizio di tutela. Orientamenti finali - Seguiti del documento per la consultazione 471/2012/R/gas*, l'Autorità ha parzialmente modificato i propri orientamenti in materia di revisione delle condizioni economiche applicate ai clienti finali che si avvalgono del servizio di tutela del gas naturale, prospettando la variazione di tutte le componenti delle condizioni economiche del servizio di tutela, a eccezione della componente QVD, in relazione alla quale gli orientamenti dell'Autorità sono oggetto dello specifico documento per la consultazione 15 marzo 2013, 106/2013/R/gas. In particolare, l'Autorità ha previsto un processo di implementazione della riforma articolato in più fasi:

- una prima fase di attuazione della riforma, con riferimento al periodo compreso tra l'1 aprile e il 30 settembre 2013, in cui viene mantenuta la struttura della formula di calcolo della componente CCI, aumentando però il peso dell'indice relativo ai prezzi di mercato di breve periodo e, conseguentemente, riducendo il peso dell'indice relativo ai prezzi dei contratti pluriennali indicizzati alle quotazioni dei prodotti petroliferi;
- una seconda fase di piena implementazione della riforma, a decorrere dall'1 ottobre 2013, in cui saranno completamente trasformate e innovate le modalità di determinazione della componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso del gas e, coerentemente, delle altre componenti che concorrono a definire le condizioni economiche del servizio di tutela;

Il termine "mercato/prezzo *spot*" è utilizzato in senso lato con riferimento al mercato all'ingrosso del gas di breve termine dove vengono negoziati prodotti "a pronti" in senso stretto (per esempio, prodotti giornalieri) e/o prodotti "a termine" (normalmente con consegna mensile, trimestrale, semestrale e annuale), in contrapposizione ai contratti pluriennali di importazione.



- una terza fase, il cui avvio operativo è previsto successivamente all'1 ottobre 2014, in cui potranno essere introdotti, nell'ambito delle condizioni economiche, nuovi strumenti di copertura rispetto ai rischi di mercato.

Con la delibera 28 marzo 2013, 124/2013/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alla prima fase di implementazione della riforma, al fine di accelerare il trasferimento dei corretti segnali di prezzo della materia prima ai clienti finali, tenendo conto dei costi e dei tempi necessari alle società di vendita per adeguare, in coerenza con la nuova regolazione, le proprie politiche di approvvigionamento, anche in ragione dei contratti già conclusi e in essere nell'anno termico 2012-2013.

La citata delibera 124/2013/R/gas ha altresì aggiornato il valore della componente del servizio di stoccaggio (c.d. "componente QS"), con decorrenza 1 aprile 2013, in base ai criteri definiti dalla delibera 92/2013/R/gas<sup>7</sup>, sulla base degli esiti delle procedure d'asta di allocazione delle capacità per il servizio di punta (vedi il paragrafo relativo al mercato all'ingrosso nel Capitolo 2 di questo Volume).

Relativamente alla componente QVD, posta a copertura dei costi di commercializzazione<sup>8</sup> sostenuti dai venditori al dettaglio di gas naturale per servire i clienti che non scelgono condizioni di libero mercato e che, quindi, si avvalgono del servizio di tutela, l'Autorità, con il documento per la consultazione 106/2013/R/gas, ha prospettato i propri orientamenti in merito alla revisione, dall'1 ottobre 2013, della suddetta componente; revisione che sarà efficace solo contestualmente all'avvio della seconda fase della riforma. In tale fase, come sopra evidenziato, saranno infatti innovate le modalità di determinazione della componente relativa alla materia prima e, coerentemente,

quelle delle altre componenti che concorrono a definire il prezzo per i clienti del servizio di tutela. In tale ambito sarà rivisto il valore della componente QVD, con l'obiettivo di perseguire l'allineamento di ciascuna delle componenti applicate ai clienti finali ai costi del servizio, definiti sulla base dei costi sostenuti da un esercente la vendita efficiente per servire i clienti che non scelgono condizioni di libero mercato. Il perseguimento di tale obiettivo permette al contempo di trasferire al cliente il corretto segnale di prezzo relativo alle diverse fasi della filiera del gas, minimizzando le potenziali barriere tra il mercato libero e il servizio di tutela.

In tale ottica, l'Autorità ha prospettato la revisione della componente QVD tenendo conto degli aspetti relativi alla morosità dei clienti finali, al fine di allineare la metodologia di riconoscimento dei costi a quanto fatto per il settore elettrico. Pertanto, l'Autorità ha proposto la definizione del livello della componente QVD sulla base di dati economici e patrimoniali degli esercenti la tutela e considerando il livello dell'*unpaid ratio* a 24 mesi. Nell'ambito del procedimento sono stati quindi raccolti dati e informazioni da un campione rappresentativo di esercenti la vendita. Con specifico riferimento agli oneri connessi con la morosità, le evidenze emerse dall'analisi dell'*unpaid ratio* a 24 mesi mostrano che, a livello medio nazionale, tale tasso è pari a 2,60% per il servizio di tutela<sup>9</sup>. Il livello risulta molto diverso tra gli esercenti la vendita che hanno risposto alla raccolta dati e ciò lascia presupporre l'esistenza di differenze in termini di efficienza nella gestione del credito, piuttosto che un'elevata difformità in termini di qualità creditizia tra i clienti finali appartenenti a una medesima tipologia, ma serviti da operatori diversi. Rispetto alla differenziazione territoriale, dall'analisi è emersa in alcuni casi l'evidenza di livelli medi

<sup>7</sup> L'art. 6 della delibera 92/2013/R/gas stabilisce che il valore della componente QS è aggiornato considerando un costo della capacità di stoccaggio, di cui ai commi 4 e 5 dell'art. 1 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 15 febbraio 2013 (c.d. "decreto stoccaggio di modulazione"), determinato sulla base della media dei corrispettivi applicati, in conformità a quanto disposto all'articolo 5 della medesima delibera, alla capacità conferita per il servizio di punta ai sensi dell'articolo 6 della delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas, e ai sensi della delibera 92/2013/R/gas, pesata sulla base della capacità cui essi si applicano.

<sup>8</sup> In generale, l'attività di commercializzazione del gas naturale comprende le funzioni finalizzate alla consegna del gas naturale al cliente finale, nel rispetto delle condizioni previste dal contratto di vendita. Con riferimento ai clienti di piccola dimensione, l'attività di commercializzazione è caratterizzata da:

- a) la rilevanza dei costi connessi con le attività di acquisizione del cliente;
- b) l'importanza della presenza di una rete commerciale distribuita sul territorio, necessaria sia per la fase di acquisizione del cliente da parte di nuovi venditori, al fine della sottoscrizione dei contratti, sia per la fase di fidelizzazione e trattenimento, al fine di evitare la perdita del cliente e la sua acquisizione da parte di un altro venditore;
- c) la necessità di predisporre strutture specifiche per l'assistenza e la gestione dei clienti, quali per esempio i *call center*;
- d) la necessità di dotarsi di adeguati sistemi informatici per la gestione delle informazioni, anche in considerazione della numerosità e della rilevanza delle medesime.

Sono poi identificabili, tra le altre, le seguenti sub-attività di commercializzazione: l'acquisizione del cliente finale, l'attivazione della fornitura, la gestione del contratto di vendita, la gestione del rapporto con l'impresa di distribuzione e l'impresa di trasporto, la gestione del rapporto con i fornitori grossisti a monte.

<sup>9</sup> Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella 2 del documento per la consultazione 106/2013/R/gas.

regionali piuttosto elevati; tuttavia, nell'analizzare l'andamento regionale dell'*unpaid ratio* per singola tipologia di cliente, le differenze illustrate vengono meno in taluni casi, per cui non sembra si possa evincere una netta differenziazione territoriale del fenomeno.

Alla luce delle risultanze delle analisi condotte, il livello della componente QVD, indicato per la consultazione 106/2013/R/gas, è determinato sulla base dei seguenti orientamenti:

- mantenimento di una componente indifferenziata per esercente la vendita o per ambito territoriale, dal momento che non sono emerse diversità in termini di costi unitari correlabili alle dimensioni degli operatori o rilevanti differenziazioni territoriali dei costi commerciali;
- modalità di determinazione del livello dei costi riconosciuti diversi dagli oneri di morosità sulla base dei dati economici e patrimoniali trasmessi dagli operatori, in continuità con l'attuale determinazione; sono state quindi escluse, ai fini della determinazione delle componenti unitarie applicabili ai clienti domestici, le voci di costo relative ad attività tipiche dell'operatività in un contesto concorrenziale, quali per esempio le spese per le attività di acquisizione del cliente, le spese di marketing e di pubblicità, mentre il riconoscimento di tali voci si attua con riferimento ai clienti non domestici;
- modifica delle modalità di determinazione del livello dei costi riconosciuti relativi alla morosità considerando, in coerenza con il settore elettrico, l'*unpaid ratio* a 24 mesi sulla base dei dati relativi agli operatori, ma escludendo quelli per i quali si sono riscontrati livelli particolarmente elevati rispetto alla totalità dei rispondenti;
- mantenimento dell'attuale articolazione della componente.

#### Servizio di ultima istanza - Individuazione dei Fornitori di ultima istanza

Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 3 agosto 2012 ha previsto, in coerenza con il passato, che l'Autorità provveda, ai fini della selezione e dell'operatività dei FUI, a:

- individuare le aree geografiche di svolgimento del servizio sulla base degli ambiti territoriali minimi definiti dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 19 gennaio 2011 e

a emanare gli indirizzi che l'Acquirente unico deve seguire per la selezione, tramite procedura concorsuale a evidenza pubblica, dei FUI;

- definire le modalità tecniche e operative per la fornitura del servizio di ultima istanza, disciplinando tra l'altro le modalità di subentro dei FUI nelle capacità di stoccaggio, trasporto e distribuzione di gas naturale dell'esercente la vendita uscente, nonché le garanzie finanziarie che devono essere prestate dai FUI individuati;
- individuare opportuni meccanismi, al fine di incentivare l'uscita dei clienti finali dal servizio di fornitura di ultima istanza, eventualmente differenziando per tipologia di clienti finali e per modalità di accesso al servizio, prevedendo in ogni caso che, dopo un periodo transitorio, la fornitura di gas naturale avvenga in base ai costi effettivi del servizio reso.

Inoltre, il decreto ministeriale 3 agosto 2012 è intervenuto sull'ambito di applicazione dei FUI, prevedendo l'ampliamento dei clienti aventi diritto a usufruire di tale servizio, includendo tutti i clienti finali titolari di punti di riconsegna non disalimentabili che si trovino, per qualsiasi causa, senza un fornitore e stabilendo, al contempo, che l'Autorità definisca gli opportuni meccanismi di reintegrazione degli oneri non recuperabili in capo ai FUI connessi con la morosità dei clienti finali titolari di punti di riconsegna non disalimentabili. Con la delibera 3 agosto 2012, 353/2012/R/gas, *Procedure a evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza per il periodo 1 ottobre 2012 - 30 settembre 2013. Modifiche alla delibera ARG/gas 64/09 e al Testo integrato morosità gas (TIMG)*, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del suddetto decreto ministeriale 3 agosto 2012, al fine di consentire l'operatività dei FUI a partire dall'1 ottobre 2012. Nella fattispecie, la delibera:

- ha integrato, rispetto al passato, la platea dei clienti aventi diritto all'erogazione del servizio di fornitura di ultima istanza, includendo i clienti finali titolari di punti di riconsegna non disalimentabili che rientrano nelle tipologie previste dal Titolo IV, Sezione I, del TIVG che, per cause indipendenti dalla loro volontà, risultino privi di un fornitore;
- ha definito l'apposito meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili in capo ai FUI connessi con la morosità



dei suddetti clienti finali non disalimentabili, stabilendo criteri incentivanti per la gestione del credito di tali clienti<sup>10</sup>;

- ha delineato gli indirizzi per lo svolgimento, da parte dell'Acquirente unico, delle procedure concorsuali per la selezione dei FUI.

Ai sensi del citato provvedimento, l'Acquirente unico,

successivamente alla pubblicazione sul proprio sito internet del regolamento per le procedure, ha effettuato la selezione dei soggetti e ha pubblicato l'avviso circa gli esiti della procedura di individuazione dei FUI per l'anno termico 2012-2013. In particolare, per ciascuna macroarea è stata pubblicata la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FUI e il relativo quantitativo annuo di gas offerto.

AREA GEOGRAFICA	N.	OPERATORE	QUANTITÀ (m <sup>3</sup> )
Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1	Eni	60.000.000
Lombardia	1	Eni	60.000.000
	2	Enel Energia	30.000.000
Trentino Alto Adige, Veneto	1	Eni	60.000.000
Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna	1	Eni	60.000.000
Toscana, Umbria e Marche	1	Eni	60.000.000
Abruzzo, Molise, Lazio, Campania	1	Eni	60.000.000
	2	Enel Energia	30.000.000
Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia	1	Eni	60.000.000
	2	Enel Energia	30.000.000

TAV. 4.1

Fornitori di ultima istanza individuati per l'anno termico 2012-2013

#### Servizio di default

Il servizio di *default* è finalizzato a garantire il bilanciamento della rete di distribuzione per i prelievi effettuati da un cliente senza un esercente la vendita, per il quale non sussistono i requisiti per l'attivazione dei FUI. La sua istituzione, prevista con la delibera 21 luglio 2011, ARG/gas 99/11, accanto al servizio di fornitura di ultima istanza, ha consentito il completamento della disciplina in materia di corretta attribuzione dei prelievi nel settore del gas naturale.

La disciplina generale, definita nell'ambito della suddetta delibera, che prevede le condizioni di attivazione, di erogazione e la durata del servizio di *default*, con una disciplina differenziata tra i clienti finali non morosi e i clienti finali morosi<sup>11</sup>, è stata dunque integrata con:

- la definizione dei meccanismi di copertura dei costi del

distributore per l'erogazione del servizio di *default*, comprensivi di un'adeguata remunerazione, con la delibera 3 agosto 2012, 352/2012/R/gas;

- la disciplina relativa al fornitore transitorio di distribuzione (FT<sub>p</sub>), ovvero venditori selezionati attraverso procedure concorsuali che si impegnino ad assumere la qualifica di utente del servizio di distribuzione nei casi in cui si verificano prelievi diretti, definita con la delibera 13 dicembre 2012, 540/2012/R/gas.

Più in dettaglio, con la delibera 540/2012/R/gas l'Autorità ha adottato criteri generali per la gestione delle procedure di selezione di uno o più FT<sub>p</sub>, prevedendo altresì che i distributori possano, anziché indire direttamente tali procedure, aderire agli esiti di procedure concorsuali gestite da un soggetto unico a livello nazionale, identificato nell'Acquirente unico. Nella medesima delibera sono state regolate le modalità di erogazione delle

<sup>10</sup> L'incentivo in uscita citato dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 3 agosto 2012 viene quindi previsto, per i clienti finali del servizio di fornitura di ultima istanza, 6 mesi dopo l'attivazione dei FUI stesso, e consiste nell'applicazione a tali clienti delle condizioni economiche per il servizio di tutela, nonché dell'ulteriore prezzo offerto nell'asta dai FUI per la gestione dei medesimi.

<sup>11</sup> Con riferimento specifico alle situazioni in cui il cliente finale è moroso, nei casi in cui non è possibile la chiusura del punto o l'intervento di interruzione non è tecnicamente fattibile, il servizio di *default* viene attivato se tale cliente rimane senza un fornitore, a seguito della risoluzione del contratto del venditore. In tali casi il servizio di *default* può attivarsi anche relativamente a un cliente finale disalimentabile che rientra nella platea di cliente vulnerabile.

forniture da parte degli FT<sub>0</sub>, prevedendo, tra l'altro, l'introduzione di appositi meccanismi di copertura dal rischio di mancato pagamento, in analogia a quanto riconosciuto al distributore per l'erogazione del servizio di *default*. Infine, la delibera ha previsto che l'espletamento delle suddette procedure per la selezione degli FT<sub>0</sub> avvenga in tempo utile affinché gli FT<sub>0</sub> selezionati siano operativi a partire dall'1 maggio 2013.

Nei confronti della delibera 21 luglio 2011, ARG/gas 99/11, alcuni distributori hanno presentato ricorso al TAR Lombardia, al fine di ottenerne l'annullamento, previa sospensione dell'efficacia. Il contenzioso è tuttora in corso e, a fine 2012, il TAR ha pronunciato diverse sentenze, poi impugnate dall'Autorità<sup>12</sup>, che riterrebbero illegittima la previsione dell'attività di vendita in capo al distributore. Facendo seguito al contenzioso amministrativo e in particolare ai decreti monocratici del Consigliere delegato del Consiglio di Stato, Sezione VI, con cui è stata accolta l'istanza dell'Autorità di misura cautelare monocratica, sospendendo gli effetti delle sentenze di annullamento del TAR Lombardia sino alla Camera di consiglio, con la delibera 30 gennaio 2013, 25/2013/R/gas, *Disposizioni urgenti, in attuazione dei decreti monocratici 28 gennaio 2013 del Consiglio di Stato, in materia di servizio di default sulle reti di distribuzione del gas naturale*, l'Autorità è intervenuta introducendo disposizioni di dettaglio e di coordinamento per assicurare l'immediata applicazione delle disposizioni in materia di servizio di *default* sulle reti di distribuzione (e dei connessi istituti), in coerenza con gli effetti prodotti dai decreti monocratici, al fine di assicurare l'applicazione delle disposizioni in materia di servizio di *default* a partire dall'1 febbraio 2013.

#### Servizio di default trasporto (MGI)

Relativamente alle reti di trasporto possono verificarsi situazioni in cui non è identificabile l'utente del bilanciamento responsabile dei medesimi prelievi, per effetto del mancato conferimento della relativa capacità, ovvero dell'intervenuta risoluzione del contratto di trasporto. In queste situazioni si verifica che:

- con riferimento ai punti di riconsegna nella titolarità di clienti

finali direttamente connessi con la rete di trasporto, un cliente finale risulti senza fornitore;

- per i punti di riconsegna degli impianti connessi con la rete di trasporto, un utente della distribuzione perda uno dei requisiti per l'accesso alla rete, determinando la risoluzione del contratto di distribuzione (ovvero la perdita dei clienti finali da servire).

Rispetto a tale quadro, coerentemente con quanto previsto per le reti di distribuzione, risulta necessario definire un'apposita disciplina che, ai fini della sicurezza del sistema, identifichi il soggetto che garantisce il bilanciamento dei punti di riconsegna che non hanno l'utente del bilanciamento/trasporto. A tale fine, con la delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, l'Autorità è intervenuta al fine di regolare il servizio di *default* trasporto erogato dall'impresa maggiore di trasporto. Tale regolazione è risultata necessaria e urgente anche alla luce dell'evoluzione della regolazione del servizio di bilanciamento e, in particolare, delle numerose situazioni segnalate dalla medesima impresa di trasporto di gravi e reiterati inadempimenti da parte di alcuni utenti dei servizi di trasporto e di bilanciamento. Inoltre, il nuovo sistema di garanzie a copertura dell'esposizione del sistema nei confronti dell'utente, relative al servizio di bilanciamento erogato dall'impresa maggiore di trasporto, approvato dall'Autorità con la delibera 8 maggio 2012, 181/2012/R/gas, e in vigore a partire dall'1 giugno 2012, ha imposto una disciplina di queste ultime basata su criteri di maggiore efficienza; ciò prevedendo procedure di risoluzione del contratto di trasporto nei casi in cui le garanzie presentate dall'utente risultino inferiori al livello necessario, che si perfezionano in sette giorni (anziché i venti fissati precedentemente) dall'avvenuto riscontro dell'inadempienza stessa. La disciplina del servizio di *default* trasporto prevede che il servizio si attivi:

- nel caso di intervenuta risoluzione anticipata del contratto di trasporto, ivi compresi i casi di risoluzione parziale circoscritti a uno o più punti di riconsegna nella titolarità di un cliente finale;
- nel caso di punti di riconsegna per i quali non sia stata conferita capacità.

<sup>12</sup> Le ricorrenti ritengono che la nuova disciplina introdotta sia illegittima in quanto imporrebbe lo svolgimento di un'attività di vendita ai distributori in violazione della normativa nazionale e comunitaria. L'Autorità ha invece ritenuto tutte le censure in termini del ruolo del distributore infondate e ha ritenuto essenziale confermare la necessità che il distributore agisca come esercente il servizio di *default* per scongiurare prelievi irregolari dei clienti finali a danno del sistema e del suo certo e corretto funzionamento, ma al contempo per minimizzare il rischio di interruzione della fornitura a danno del cliente finale.



La medesima delibera 249/2012/R/gas regola altresì il diritto dell'impresa maggiore di trasporto di organizzare e svolgere procedure a evidenza pubblica, al fine di selezionare uno o più venditori che si impegnino ad assumere la qualifica di utente dei servizi di trasporto e di bilanciamento, nell'ipotesi in cui si verificano situazioni di prelievi diretti (fornitori transitori). In tale caso vengono definiti:

- i criteri generali per l'eventuale selezione dei fornitori transitori;
- gli elementi del servizio di fornitura da essi erogato (dal contenuto simile al servizio di *default* trasporto sia per quanto riguarda la durata del servizio, sia per quanto riguarda la disciplina dei corrispettivi e della remunerazione);
- il principio in base al quale l'impresa maggiore di trasporto resta, comunque, responsabile di garantire il bilanciamento mediante l'erogazione del servizio di *default* trasporto, nei casi e per il periodo in cui, per qualunque motivo, fosse impossibile garantire l'operatività del FUI trasporto.

Sul tema, l'Autorità è successivamente intervenuta con le delibere 19 luglio 2012, 306/2012/R/gas, e 12 settembre 2012, 363/2012/R/gas, introducendo appositi meccanismi di copertura dal rischio di mancato pagamento sostenuto dal fornitore transitorio, al fine di tutelare le esigenze di certezza e promuovere un'effettiva partecipazione alle procedure selettive gestite dall'impresa maggiore di trasporto.

Nello specifico, l'Autorità ha definito in dettaglio il meccanismo di copertura del rischio di mancato pagamento sostenuto dai fornitori transitori, prevedendo appositi corrispettivi a copertura del medesimo meccanismo, applicabili ai soggetti che usufruiscono della fornitura transitoria.

Inoltre, con la delibera 363/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rete, che ha come principale oggetto la disciplina delle procedure concorsuali per la selezione dei fornitori transitori. In base alla graduatoria dei fornitori transitori, valida per l'anno termico 2012-2013 e resa disponibile da Snam Rete Gas, risultano selezionati Eni, per un quantitativo giornaliero (GJ/g) pari a 571.500, e Italtrading, per un quantitativo giornaliero (GJ/g) pari a 12.500.

## Mercato elettrico e del gas

### Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio - Contratti non richiesti

Al fine di garantire e promuovere i diritti dei clienti finali e un corretto funzionamento del mercato al dettaglio, l'Autorità è intervenuta in materia di contratti non richiesti. In particolare, a fronte dei numerosi reclami da parte dei clienti finali in ordine all'effettiva sottoscrizione del contratto o alla veridicità delle sottoscrizioni apposte dai clienti finali o all'attività scorretta degli operatori commerciali che hanno fornito al contraente informazioni non veritiere, l'Autorità ha avviato una ricognizione puntuale sul fenomeno, al fine di individuare e condividere con le parti interessate le varie opzioni di soluzione della problematica. Dopo un confronto costante con tutti gli attori coinvolti e in considerazione degli esiti delle consultazioni relative ai documenti per la consultazione 15 dicembre 2011, DCO 46/11, e 8 marzo 2012, 85/2012/R/com, l'Autorità ha approvato la delibera 19 aprile 2012, 153/2012/R/com, che prevede l'adozione di misure preventive e ripristinatorie nei casi di contratti e attivazioni non richiesti per la fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale.

L'ambito di applicazione di tale disciplina riguarda i rapporti tra esercenti la vendita di energia elettrica e gas naturale e i clienti finali:

- del servizio elettrico e aventi diritto alla maggior tutela;
- del servizio gas e considerati clienti vulnerabili, a esclusione dei clienti titolari di utenze relative ad attività di servizio pubblico.

Il provvedimento introduce nuovi obblighi informativi in capo alle imprese di vendita: in caso di contratti stipulati a distanza o fuori dai locali commerciali, prima di presentare la richiesta di *switching* al distributore, il venditore deve sempre inviare al cliente una lettera di conferma, oppure, solo in caso di vendita fuori dai

locali commerciali, in alternativa all'invio della lettera di conferma, deve contattare telefonicamente il cliente (chiamata di conferma) per registrare la conferma della sua volontà contrattuale. Queste forme di comunicazione obbligatoria consentono al cliente di disconoscere il contratto, immediatamente (chiamata di conferma) o con reclamo scritto (lettera di conferma). A seguito dell'invio di un reclamo per contratto non richiesto, il venditore non può richiedere la sospensione della fornitura per morosità fino alla definizione della controversia e, in caso di rigetto del reclamo, oltre alla risposta al cliente, il venditore deve inviare allo Sportello per il consumatore di energia (Sportello) (vedi *infra*) la documentazione idonea a dimostrare il corretto adempimento degli obblighi informativi verso il cliente (lettera o chiamata di conferma). Lo Sportello, entro 10 giorni lavorativi, valuta se le caratteristiche della documentazione ricevuta comportano o meno l'attivazione delle procedure ripristinatorie che, nel caso sia già stato effettuato lo *switching*, consentono di riportare il cliente nella situazione *quae ante*.

In relazione alle misure preventive, il provvedimento stabilisce: che, qualora le imprese adottino, singolarmente o in forma congiunta, protocolli di autoregolamentazione in materia di contratti e attivazioni non richiesti, tali documenti debbano prevedere l'attivazione di procedure di prevenzione del fenomeno, ulteriori rispetto agli adempimenti già previsti dalla regolazione dell'Autorità; che venga individuato un soggetto responsabile del controllo e del monitoraggio dell'attuazione del protocollo; che siano disciplinate le misure per il mancato rispetto del protocollo medesimo. A seguito della delibera 153/2012/R/com, risulta che tre imprese hanno adottato questo tipo di strumenti volontari, con il coinvolgimento delle associazioni dei consumatori.

Le misure ripristinatorie sono caratterizzate:

- dalla volontarietà della partecipazione alle procedure proposte, a eccezione degli esercenti la maggior tutela, i quali sono automaticamente tenuti all'applicazione delle suddette procedure; l'adesione è esercitata *ex ante* da parte dei medesimi esercenti e resa pubblica attraverso la pubblicazione sul sito internet dell'Autorità di una lista dei venditori che hanno adottato volontariamente i protocolli di autoregolazione;
- da una procedura di ripristino, al fine di consentire la ricostituzione della situazione in atto prima dell'attivazione del contratto non richiesto a favore del cliente finale;

- dalla regolazione delle partite economiche, maturate nell'ambito della cessione tra gli operatori coinvolti, per il periodo in cui il cliente è stato fornito dall'esercente la vendita con il quale ha sottoscritto il contratto non richiesto (periodo transitorio).

Con la procedura di ripristino, l'esercente la vendita che ha sottoscritto il contratto non richiesto e ha ottenuto lo *switching* (venditore non richiesto), qualora riconosca tale situazione o non sia in grado di dimostrare allo Sportello di aver posto in essere tutte le misure volte ad accertare l'effettiva volontà del cliente finale, è tenuto a comunicare all'esercente la vendita che precedentemente serviva il cliente finale (venditore precedente) e al distributore la risoluzione del contratto, indicando che tale risoluzione è dovuta a un contratto non richiesto. In tali casi è previsto che sia il venditore precedente a presentare al distributore la richiesta di *switching*.

Per quanto riguarda invece la regolazione delle partite economiche nel periodo transitorio, la disciplina prevede che il venditore non richiesto applichi al cliente finale le condizioni economiche di tutela definite dall'Autorità, a eccezione della componente relativa alla commercializzazione al dettaglio, in modo tale che al suddetto venditore sia riconosciuta la copertura dei soli costi sostenuti per l'uso delle infrastrutture e per l'approvvigionamento dell'energia consumata dal cliente finale, ma non sia riconosciuta la remunerazione dei costi relativi all'attività tipica svolta per la commercializzazione della vendita al dettaglio.

Infine, la disciplina relativa ai contratti non richiesti prevede una specifica attività di monitoraggio di tali contratti da parte dell'Autorità, sulla base delle informazioni fornite sia dai distributori, per quanto riguarda le richieste di risoluzione dei contratti non richiesti, sia dallo Sportello e dai venditori per quanto riguarda i reclami effettuati dai clienti finali; ciò per consentire una valutazione complessiva del fenomeno, con la pubblicazione delle informazioni rilevanti in merito ai comportamenti tenuti dagli operatori e la costituzione di un elenco dei venditori non richiesti, per fornire ai clienti finali notizie sui comportamenti posti in essere dai singoli venditori.

Con un provvedimento della Direzione mercati dell'Autorità, sono stati resi noti i dati rilevanti relativi all'attività di monitoraggio riferiti al periodo giugno-dicembre 2012, pervenuti a fine febbraio 2013, utili alla definizione delle modalità di costituzione del suddetto elenco.



**Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio - Completamento della disciplina relativa alla morosità con riferimento alla procedura di costituzione in mora**

Il documento per la consultazione 511/2012/R/eel ha identificato gli orientamenti dell'Autorità anche in tema di completamento della disciplina della morosità per entrambi i settori. Tali orientamenti hanno la principale finalità di prevedere tempi certi e verificabili da parte dei clienti finali, relativamente alla costituzione in mora, oltre alle informazioni che devono essere fornite ai clienti finali stessi prima della sospensione della fornitura.

Con la delibera 21 febbraio 2013, 67/2013/R/com, l'Autorità ha introdotto alcune modifiche alla procedura di costituzione in mora e alla sospensione della fornitura per morosità. Nello specifico, è stata innovata la precedente regolazione - in base alla quale il termine ultimo di pagamento veniva fatto decorrere dalla data di invio della raccomandata di costituzione in mora - prevedendo in aggiunta che, nel caso in cui l'esercente la vendita non sia in grado di documentare la data di invio da parte del vettore postale della comunicazione di costituzione in mora, i termini di sollecito di pagamento e di successiva eventuale sospensione della fornitura siano calcolati a partire dalla data di emissione della comunicazione di costituzione in mora.

Il nuovo quadro regolatorio modifica quindi il tempo minimo a garanzia del cliente finale per effettuare il pagamento degli importi precedentemente non pagati, prevedendo, in particolare:

- un tempo minimo di 20 giorni solari, decorrenti dalla data di emissione della comunicazione di costituzione in mora, per il pagamento da parte del cliente finale, nel caso in cui l'esercente la vendita non sia in grado di documentare la data di invio da parte del vettore postale della comunicazione di costituzione in mora;
- specifici obblighi in capo a tale esercente, prevedendo in particolare che la comunicazione di costituzione in mora debba essere consegnata al vettore postale, ai fini dell'invio tramite raccomandata al cliente finale, entro e non oltre tre giorni lavorativi dalla sua emissione;
- un aumento dell'attuale tempo minimo per il pagamento anche nei casi in cui l'esercente la vendita sia in grado di documentare la data di invio da parte del vettore postale della

comunicazione di costituzione in mora, ritenendo congruo riconoscere al cliente un termine di quindici giorni (in luogo degli attuali dieci), anche in coerenza con le tempistiche ordinariamente previste dalla legge rispetto a istituti affini (quali la diffida ad adempiere, art. 1454 C.c.);

- specifici indennizzi automatici a favore dei clienti finali nei casi di mancato rispetto dei termini previsti dalla regolazione o di mancato invio della comunicazione di costituzione in mora, qualora la fornitura del cliente finale sia stata successivamente sospesa o qualora sia stata ridotta la potenza per morosità;
- un contenuto maggiormente dettagliato della comunicazione di costituzione in mora con indicazione non solo del termine ultimo di pagamento e del termine decorso il quale, in costanza di mora, è possibile richiedere la sospensione all'impresa di distribuzione, ma anche dei casi di indennizzo automatico.

Infine, è stato introdotto un ulteriore termine che l'esercente la vendita deve rispettare con riferimento alla richiesta di sospensione: è infatti previsto che l'esercente la vendita possa presentare la suddetta richiesta decorsi tre giorni lavorativi dalla scadenza del termine ultimo di pagamento indicato al cliente finale. Tale richiesta non potrà essere presentata in caso di mancato invio di risposta motivata a reclami scritti per conguagli o per fatturazione di importi anomali.

**Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio - Completamento della disciplina del sistema indennitario e primi orientamenti sulla messa a disposizione delle informazioni in tema di morosità**

Per quanto riguarda la morosità, l'Autorità ritiene, in linea di principio, che il fenomeno debba essere gestito da ciascun esercente la vendita, che dovrebbe ottimizzare, pur nel rispetto dei diritti dei clienti finali, la gestione interna degli incassi e dei pagamenti al fine di minimizzare il proprio rischio creditizio. D'altra parte, l'intervento del regolatore potrebbe risultare opportuno per garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio, per limitare gli impatti negativi che il rischio creditizio ha sui costi dell'attività di vendita al dettaglio e, di conseguenza, sullo sviluppo della concorrenza e sui prezzi finali praticati nei confronti di tutti i clienti finali. In quest'ottica, l'Autorità ha previsto appositi strumenti di tutela nei confronti dell'esercente

la vendita uscente, nonché definendo i primi orientamenti in tema di messa a disposizione dell'esercente la vendita entrante di informazioni circa l'affidabilità e la puntualità dei pagamenti dei clienti finali, pur nel rispetto della normativa sul trattamento dei dati personali. In particolare:

- al fine di contenere gli effetti del rischio creditizio, soprattutto a causa dei comportamenti opportunistici dei clienti finali che, una volta cambiato fornitore, non pagano le ultime fatture e gli eventuali conguagli (c.d. "turismo energetico")<sup>13</sup>, l'Autorità ha introdotto la disciplina del sistema indennitario;
- al fine di consentire una migliore valutazione del rischio creditizio del singolo cliente che l'esercente la vendita intende acquisire, permettendo di conseguenza una diminuzione dei prezzi ai clienti finali virtuosi<sup>14</sup>, l'Autorità ha definito alcune indicazioni in tema di messa a disposizione di informazioni circa l'affidabilità e la puntualità dei pagamenti dei clienti finali, attraverso la definizione della Banca dati degli inadempimenti contrattuali dei clienti finali dei settori elettrico e gas (BICSE).

Relativamente al primo aspetto, la disciplina del sistema indennitario, introdotta con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, è stata completata con la delibera 22 marzo 2012, 99/2012/R/eel, che si inquadra nel procedimento avviato con la delibera 28 giugno 2011, ARG/elt 89/11, e fa seguito al documento per la consultazione 4 agosto 2011, DCO 32/11, sulla minimizzazione delle potenziali criticità che gli esercenti la vendita entranti possono incontrare nella partecipazione al sistema indennitario. Il sistema indennitario ha dunque 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 alla data di *switching* del cliente finale moroso. Tale indennizzo, pari al massimo alla stima della spesa di due mesi di erogazione della fornitura, è posto a carico del cliente finale moroso attraverso l'applicazione di un corrispettivo

aggiuntivo della tariffa di distribuzione, il corrispettivo  $C^{MOR}$ , da parte dell'esercente la vendita entrante. Il funzionamento del sistema indennitario è basato quindi sulla gestione centralizzata da parte del gestore, identificato nell'Acquirente unico. L'attività del gestore consiste nel verificare la legittimità delle richieste di indennizzo dell'esercente la vendita entrante, e nell'indirizzare i flussi informativi nei confronti di tutti i partecipanti al sistema indennitario (l'esercente la vendita uscente, quello entrante, l'impresa distributrice e la CCSE).

Il completamento della disciplina del sistema indennitario è stato previsto per minimizzare le criticità relative all'implementazione di tale sistema nei confronti dell'esercente la vendita entrante. Infatti, in seguito all'introduzione del sistema indennitario, gli operatori hanno segnalato potenziali difficoltà che gli esercenti la vendita, in particolare gli entranti, potrebbero riscontrare a seguito della sua implementazione. Gli interventi di completamento, di cui alla delibera 99/2012/R/eel, hanno riguardato:

- una specifica disciplina relativa alle comunicazioni del cliente finale aventi a oggetto l'applicazione del corrispettivo  $C^{MOR}$ , stabilendo che la comunicazione sia considerata come richiesta di informazioni ai sensi del *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturali* (TIOV, Allegato A alla delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08), e che l'esercente la vendita entrante dovrà provvedere a inviare al cliente finale esclusivamente una comunicazione standard, il cui contenuto è definito dall'Autorità (Allegato A alla delibera 99/2012/R/eel);
- l'introduzione di ulteriori strumenti di tutela per l'esercente la vendita entrante in caso di mancato pagamento del corrispettivo  $C^{MOR}$ , stabilendo il differimento del termine per la fatturazione del corrispettivo  $C^{MOR}$  all'esercente la vendita entrante da parte del distributore, e dunque del relativo versamento a quest'ultimo. Ciò consente all'esercente di

<sup>13</sup> In seguito allo *switching* del cliente finale, infatti, gli esercenti la vendita non sono più in grado di utilizzare gli strumenti ordinari di tutela del credito previsti, in *primis* la richiesta di sospensione della fornitura per morosità, in quanto la fatturazione, e conseguentemente l'eventuale inadempimento, hanno tendenzialmente luogo solo dopo la data di *switching*, quando non è più possibile richiedere la suddetta sospensione. Si tratta in particolare dei crediti di importi non rilevanti per i quali non è conveniente ricorrere ad altri strumenti giudiziari e stragiudiziali di tutela del singolo credito, a causa dell'elevato costo che i venditori sosterrrebbero rispetto all'importo stesso del credito. Pertanto, per tali crediti, la sospensione della fornitura costituisce di fatto l'unico strumento cui l'esercente può efficacemente ricorrere per tutelare il proprio credito.

<sup>14</sup> L'assenza di informazioni circa l'affidabilità e la puntualità dei pagamenti dei clienti finali comporta che a tutti i clienti, in modo indistinto, vengono applicate le medesime garanzie e i medesimi prezzi. Ciò penalizza i clienti finali "virtuosi" che sostanzialmente si trovano a dover versare garanzie più alte e, in ultima analisi, a pagare un prezzo più alto di quanto sarebbe loro richiesto, facendosi in qualche modo carico degli oneri generati dai clienti meno "virtuosi".



fatturare al cliente finale, nel corso del predetto periodo e di incassare, quindi, il corrispettivo  $C^{MOR}$  - ovvero di predisporre le necessarie azioni nei confronti del cliente finale in caso di mancato pagamento, prima della fatturazione del corrispettivo stesso da parte dell'impresa di distribuzione - nonché, all'esercente la vendita entrante, di sospendere il versamento dei corrispettivi  $C^{MOR}$  aventi a oggetto punti di prelievo relativi ai clienti finali relativamente ai quali è stata richiesta la sospensione della fornitura, oppure di annullare le richieste di indennizzo aventi a oggetto punti di prelievo disattivati o di cui è stata richiesta la disattivazione.

È altresì stabilito l'avvio del monitoraggio della morosità riguardante i corrispettivi  $C^{MOR}$  applicati ai clienti finali, prevedendo a tal fine uno specifico flusso di comunicazione mensile tra l'esercente la vendita entrante e il gestore in merito all'ammontare e al numero dei corrispettivi  $C^{MOR}$  fatturati, nonché all'indicazione separata tra quelli riscossi, quelli per i quali il cliente finale è stato costituito in mora e quelli per i quali è stata richiesta la sospensione del punto. Con la delibera 18 maggio 2012, 195/2012/R/eel, è stato inoltre introdotto l'obbligo di revoca della richiesta di annullamento da parte dell'esercente la vendita entrante nei casi in cui, successivamente alla richiesta del medesimo esercente, il cliente adempia al pagamento del  $C^{MOR}$  relativo alla richiesta di indennizzo precedentemente annullata; è stata anche accolta la semplificazione, proposta dalla maggior parte degli operatori, relativa al monitoraggio del sistema indennitario, prevedendo

una cadenza trimestrale dell'invio dei dati mensili e limitando la raccolta dei dati che non sono già a disposizione del gestore.

Relativamente al primo periodo di implementazione del sistema indennitario, dall'entrata in operatività nel luglio 2011 al consuntivo di febbraio 2013, vengono di seguito riportati alcuni dati quantitativi, da cui emerge che gli esercenti la vendita uscenti hanno emesso 157.350 richieste di indennizzo con esito positivo<sup>15</sup>, per corrispettivi  $C^{MOR}$  totali di 51,9 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di 89,3 milioni di euro. In media dunque gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi per 2,5 milioni di euro al mese.

Nonostante quindi il lungo periodo intercorso tra la data di *switching* e l'applicazione del corrispettivo  $C^{MOR}$  da parte dell'esercente la vendita entrante al cliente finale inadempiente (periodo compreso tra i 12 e i 18 mesi), durante il quale gli esercenti la vendita uscenti avrebbero dovuto incassare i propri crediti dai clienti finali tramite i canali standard di riscossione del credito, gli esercenti la vendita sono riusciti a ridurre del 58% gli oneri del mancato pagamento relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo.

Le attività di monitoraggio dell'Acquirente unico hanno anche avuto a oggetto uno specifico capitolo inerente al comportamento dei clienti che utilizzano ripetutamente lo *switching* al fine di non pagare le fatture relative agli ultimi mesi di fornitura.

La figura 4.2 evidenzia come il sistema indennitario permetta di individuare i casi in cui tale comportamento viene attuato<sup>16</sup>, limitandone gli impatti in termini di rischio creditizio per gli

INCIDENZA	DICEMBRE 2011	MARZO 2012	GIUGNO 2012	SETTEMBRE 2012	DICEMBRE 2012	FEBBRAIO 2013
Nel trimestre	0,3%	2,4%	4,7%	7,3%	9,2%	17,1%
Cumulate	0,3%	1,5%	2,6%	3,9%	4,9%	6,5%

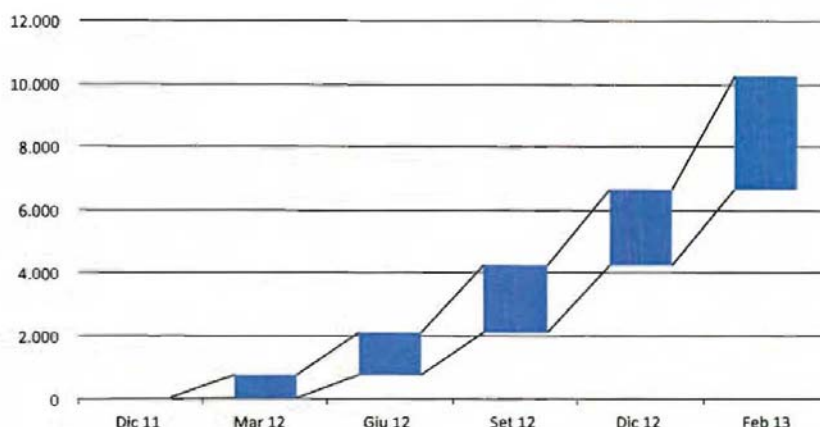
TAV. 4.2

Incidenza, sul totale dei  $C^{MOR}$  con esito positivo, dei  $C^{MOR}$  applicati a clienti che hanno ripetutamente utilizzato lo *switching* al fine di evitare il pagamento delle fatture degli ultimi mesi di fornitura

<sup>15</sup> Accettate dal sistema in quanto correttamente formulate e in quanto riferite a clienti finali ancora titolari degli stessi punti di prelievo per la cui fornitura sono inadempienti.

FIG. 4.2

Monitoraggio del  
comportamento dei clienti  
finali tramite il sistema  
indennitario



Fonte: Elaborazione su dati Acquirente unico.

esercenti la vendita. Durante l'intero periodo di operatività del sistema indennitario, il 6,5% del totale degli indennizzi afferisce a clienti finali che per la stessa fornitura hanno ricevuto almeno due richieste di indennizzo consecutive, per un totale di 5.042 casi individuati. L'analisi degli indennizzi riconosciuti evidenzia inoltre anche un trend crescente dell'incidenza delle richieste relative a clienti finali che già ne avevano ricevuti in passato rispetto ai nuovi indennizzi riconosciuti, tale da raggiungere nel primo bimestre del 2013 il 17,1%.

Infine, per quanto attiene al coinvolgimento dello Sportello, nel secondo semestre 2012 le chiamate al *call center* in tema di corrispettivo *C<sup>MOR</sup>* hanno rappresentato l'1,8% del totale, mentre i reclami ricevuti rappresentano circa il 3% dei reclami complessivamente inviati allo Sportello<sup>16</sup>, crescendo nell'ultimo trimestre 2013 fino ad arrivare a circa 100 reclami al mese.

Nei confronti della delibera 30 novembre 2010, ARG/elt 219/10, che regola il funzionamento del sistema indennitario istituito dalla delibera ARG/elt 191/09, alcuni operatori hanno presentato ricorso al TAR Lombardia per ottenerne l'annullamento. Nello specifico, tali operatori hanno contestato: l'estensione all'esercente la vendita entrante degli effetti del contratto tra l'uscente e il cliente finale, con cessione forzata del credito, senza che l'esercente la vendita entrante possa sottrarsi; una disparità

di trattamento tra esercenti la vendita nel settore elettrico - in quanto il rischio creditizio tutela principalmente l'*incumbent* - e tra operatori del settore elettrico e operatori del gas naturale, che non sono soggetti a tale istituto. Infine, è stato rilevato il limite posto allo sviluppo della concorrenza dall'innalzamento delle barriere all'entrata, legate all'imposizione del trasferimento del rischio creditizio dall'uscente all'entrante. Nell'ambito di tale giudizio, l'Autorità ha formulato le proprie difese, ritenendo tali motivazioni infondate. Il sistema indennitario non implica infatti una cessione del credito, ma il pagamento di un indennizzo che non cancella il debito del cliente finale nei confronti dell'esercente la vendita uscente. Inoltre, tale sistema tutela indistintamente tutti gli esercenti la vendita uscenti che potrebbero venire danneggiati dal c.d. *incumbent* e non, indipendentemente da chi si trovi a ricoprire nelle singole circostanze la posizione di uscente o di entrante.

Con la sentenza n. 683/2013 il TAR Lombardia ha annullato la delibera ARG/elt 219/10, istitutiva del sistema indennitario.

L'Autorità ha ritenuto comunque necessario impugnare la decisione dei giudici amministrativi, sia perché la delibera istitutiva del *C<sup>MOR</sup>* risponde all'esigenza di tutela del credito e di miglior funzionamento del mercato al dettaglio, sia perché i risultati conseguiti sono altamente positivi per l'alta percentuale

<sup>16</sup> Nell'ambito della presente analisi sono stati considerati, in via conservativa, i soli clienti finali che per la stessa fornitura hanno ricevuto almeno due richieste di indennizzo consecutive. Sono stati dunque esclusi i clienti interessati da una sola richiesta di indennizzo e coloro che in seguito alla prima richiesta di indennizzo hanno effettuato una voltura in modo da non essere più rintracciati.

<sup>17</sup> In particolare, i reclami inerenti al corrispettivo *C<sup>MOR</sup>* sono stati, nel secondo semestre 2012, il 20% dei reclami relativi all'argomento "contratti", che a sua volta rappresenta il 14% dei reclami complessivamente inviati allo Sportello nel medesimo periodo.



di credito recuperato anche a beneficio del sistema nel suo complesso.

Per quanto riguarda invece la messa a disposizione di informazioni circa l'affidabilità e la puntualità dei pagamenti dei clienti finali, nell'ambito delle previsioni della legge 13 agosto 2010, n. 129, istitutiva del Sistema informativo integrato (SII), l'Autorità ha avviato una consultazione sulla Banca dati relativa agli inadempimenti dei clienti finali nel settore energetico (BISCE). Con la delibera 26 aprile 2012, 163/2012/I/com, l'Autorità ha quindi preventivamente trasmesso alle commissioni parlamentari competenti il documento sugli indirizzi generali inerenti alla gestione dei dati in merito agli inadempimenti dei clienti finali per il prescritto parere.

Una volta acquisito il parere favorevole, l'Autorità ha avviato la consultazione con il documento 2 agosto 2012, 345/2012/R/com. Tale consultazione ha preso le mosse dalla necessità di minimizzare l'onere che il mancato pagamento da parte di alcuni clienti finali genera sull'intera collettività dei clienti, sotto forma di aumento dei prezzi. Il documento ha dunque proposto strumenti tesi a rendere disponibili al fornitore entrante, nel rispetto della normativa in materia di trattamento dei dati personali, informazioni sull'affidabilità e sulla puntualità dei pagamenti dei clienti finali. Le associazioni dei consumatori e delle piccole imprese hanno espresso forte contrarietà all'intervento prospettato, mentre gli operatori (principalmente gli esercenti la vendita) e le loro associazioni rappresentative si sono dimostrati favorevoli.

## Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori

### Sportello per il consumatore di energia: l'informazione ai clienti finali tramite il call center

Per fare fronte alla crescente richiesta di informazioni sui mercati liberalizzati dell'energia e all'aumento del numero delle segnalazioni dei clienti, l'Autorità ha attivato, da luglio 2007, un servizio telefonico di informazioni. Successivamente, con la delibera 14 maggio 2008, GOP 28/08, ha istituito lo Sportello, la cui gestione è stata affidata in avvalimento all'Acquirente unico sulla base di quanto previsto dall'art. 27, comma 2, della legge n. 99/09, secondo cui l'Autorità si avvale del GSE e dell'Acquirente unico per rafforzare le proprie attività di tutela dei consumatori di energia, anche con riferimento agli obblighi di pubblicizzazione e gestione dei reclami previsti dalla legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481. Tale assetto è stato confermato anche dal decreto legislativo n. 93/11.

Con la delibera 26 luglio 2012, 323/2012/E/com, l'Autorità ha mantenuto in capo allo Sportello la funzione di rendere disponibili a tutti i clienti le informazioni relative ai loro diritti,

alla normativa in vigore e alle modalità di risoluzione delle controversie, prevedendo le opportune implementazioni e miglioramenti organizzativi. A tal fine, la medesima delibera ha previsto l'approvazione, con apposito provvedimento attuativo, del Progetto operativo dello Sportello per gli anni 2013-2015.

Per quel che riguarda l'attività svolta dal *call center* dall'1 gennaio 2011 al 31 dicembre 2012, si fa riferimento alla tavola 4.3 e alla tavola 4.4.

Confrontando i dati relativi all'anno solare 2012 con quelli dell'anno 2011, si nota una flessione del numero di chiamate pervenute in orario di servizio, che sono passate da 597.221 a 408.096, con un decremento del 32%.

Rispetto all'attività svolta, il *call center* ha rispettato, anche nel corso del 2012, gli standard di qualità previsti per i *call center* dei venditori di energia elettrica e gas dalla delibera dell'Autorità ARG/com 164/08, ottenendo i seguenti risultati: accessibilità del servizio 100% (standard minimo richiesto: 90%); tempo medio di attesa 81 secondi (standard richiesto: inferiore a 240 secondi); livello di servizio 91% (standard minimo richiesto: 80%).

Rispetto all'anno solare precedente, risultano confermati i livelli dell'accessibilità al servizio e ulteriormente ridotti i tempi medi di attesa, anche con specifico riferimento al IV trimestre 2012 in

cui, rispetto agli altri trimestri, si è registrato un incremento del 40% delle chiamate in conseguenza delle campagne informative avvenute su media di diffusione nazionale.

#### TAV. 4.3

Chiamate pervenute al call center dello Sportello per il consumatore di energia

	PERVENUTE (ORE 8-18)	CHIAMATE FUORI ORARIO	TOTALE PERVENUTE	CHIAMATE GESTITE			ABBANDONATE SENZA RISPOSTE OPERATORE	ATTESA MEDIA (secondi)	MEDIA CONVERSATA (secondi)
				CON OPERATORE	CON RISPONDITORI AUTOMATICI	TOTALI			
I trim. 2011	222.278	29.334	251.612	197.245	8.374	205.619	25.033	145	219
II trim. 2011	163.497	25.024	188.521	153.028	17.723	170.751	10.469	80	197
III trim. 2011	104.491	13.978	118.469	96.991	7.421	104.412	7.500	70	202
IV trim. 2011	106.955	14.951	121.906	96.750	7.877	104.627	10.205	79	184
<b>TOTALE 2011</b>	<b>597.221</b>	<b>83.287</b>	<b>680.508</b>	<b>544.014</b>	<b>41.395</b>	<b>585.409</b>	<b>53.207</b>	<b>94</b>	<b>200</b>
I trim. 2012	124.001	17.747	141.748	112.842	8.862	121.704	11.159	84	176
II trim. 2012	109.609	18.780	128.389	100.307	7.021	107.328	9.302	80	179
III trim. 2012	77.682	12.472	90.154	71.331	4.993	76.324	6.351	78	182
IV trim. 2012	96.804	15.384	112.188	86.762	6.073	92.835	10.042	83	189
<b>TOTALE 2012</b>	<b>408.096</b>	<b>64.383</b>	<b>472.479</b>	<b>371.242</b>	<b>26.949</b>	<b>398.191</b>	<b>36.854</b>	<b>81</b>	<b>182</b>
I trim. 2013	114.661	14.590	129.251	101.649	7.045	108.694	13.012	104	182
<b>TOTALE</b>	<b>1.119.978</b>	<b>162.260</b>	<b>1.282.238</b>	<b>1.016.905</b>	<b>75.389</b>	<b>1.092.294</b>	<b>103.073</b>	<b>89</b>	<b>190</b>

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

#### TAV. 4.4

Principali argomenti delle chiamate gestite con operatore dai call center dello Sportello per il consumatore di energia

	BONUS GAS	BONUS ELETTRICO	PREZZI BIORARI	MERCATI	RECLAMI	ASSICURAZIONE GAS
I trim. 2011	98.783	46.828	11.701	8.530	29.143	2.260
II trim. 2011	75.686	35.571	6.759	6.859	26.354	1.799
III trim. 2011	42.393	24.045	4.104	5.431	19.555	1.463
IV trim. 2011	38.286	22.145	5.097	6.746	22.685	1.791
<b>TOTALE 2011</b>	<b>255.148</b>	<b>128.589</b>	<b>27.661</b>	<b>27.566</b>	<b>97.737</b>	<b>7.313</b>
I trim. 2012	47.357	25.446	5.371	6.877	26.014	1.777
II trim. 2012	37.599	23.102	5.657	6.747	25.796	1.406
III trim. 2012	22.565	17.059	3.136	7.069	20.060	1.442
IV trim. 2012	25.995	19.895	5.091	10.757	22.919	2.105
<b>TOTALE 2012</b>	<b>133.516</b>	<b>85.502</b>	<b>19.255</b>	<b>31.450</b>	<b>94.789</b>	<b>6.730</b>
I trim. 2013	28.564	26.385	4.707	9.868	28.665	2.185
<b>TOTALE</b>	<b>417.228</b>	<b>240.476</b>	<b>51.623</b>	<b>68.884</b>	<b>221.191</b>	<b>16.228</b>

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

Per quel che riguarda la *customer satisfaction* legata all'iniziativa intitolata "Mettiamoci la faccia", promossa dal Dipartimento della funzione pubblica nel periodo 1 gennaio 2012 - 31 dicembre 2012, i clienti che si sono rivolti al *call center* dello Sportello hanno valutato il servizio buono nell'85% dei casi, sufficiente nel 12% dei casi e non soddisfacente nel 3% dei casi (valutazione espressa dal 41,1% di persone 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.

Per quel che riguarda il numero delle chiamate pervenute allo Sportello, ferma restando la tendenziale diminuzione riguardante tutti gli argomenti, la flessione ha interessato principalmente il numero di telefonate aventi a oggetto i bonus gas ed elettricità (quasi dimezzate) e i prezzi biorari (ridotte di circa un terzo), mentre



una più lieve flessione ha riguardato i reclami e l'assicurazione gas. Una lieve crescita si registra invece con riferimento al mercato e alle liberalizzazioni.

Infine, dal I trimestre 2013 il *call center* risponde anche alle chiamate dei *prosumers* (ossia i cliente finali che sono al contempo produttori di energia da fonti rinnovabili).

#### Strumenti di confronto dei prezzi per i servizi elettrico e gas

La legge n. 481/95 affida all'Autorità, tra l'altro, il compito di pubblicizzare e diffondere la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi, al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti finali. In attuazione del dettato normativo, con la delibera 16 ottobre 2008, ARG/com 151/08, l'Autorità ha previsto l'attivazione e la pubblicazione sul proprio sito internet del Trova offerte, un sistema di ricerca delle offerte commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas, rivolte ai clienti domestici (per una illustrazione esaustiva di detto sistema si rimanda alla *Relazione Annuale* 2012, pagg. 115 e 116, Volume II). Per le ricerche effettuate nel mese di marzo 2013 utilizzando il profilo di consumo medio del cliente domestico tipo<sup>18</sup>, nelle maggiori città italiane risultano visualizzate oltre 30 offerte per il servizio elettrico, in prevalenza a prezzo bloccato, con potenziali risparmi calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte fino a circa 40 €/anno (-7,6%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di oltre 120 €/anno (-20%) rispetto all'offerta meno economica. Per il servizio gas risultano visualizzate oltre 15 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con potenziali risparmi calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte fino a circa 98

€/anno (-7%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate e fino a circa 270 €/anno (-17%) rispetto all'offerta meno economica. La ricerca per offerte congiunte visualizza 5-6 risultati, con molte località in cui le offerte di questo tipo non risultano disponibili; la spesa annua associata all'offerta congiunta più economica si rivela comunque normalmente superiore, di circa 130 €/anno (+7,3%), 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.

Nel corso del 2012, l'Autorità ha svolto un'indagine demoscopica allo scopo di rilevare le aspettative e il grado di soddisfazione degli utenti del Trova offerte e di individuare possibili interventi in grado di accrescerne la fruibilità e l'efficacia nella promozione della concorrenza. L'indagine ha incluso un modulo qualitativo (interviste in profondità con *browsing* assistito) e moduli quantitativi *on line* (questionari con metodo CAWI).

Dai risultati dell'indagine emerge che il profilo di utenza del Trova offerte è prevalentemente maschile, con età media di 45 anni e livello di istruzione medio-alto; la maggior parte degli utenti raggiunge il sito cercando in rete in modo generico o tramite motori di ricerca; un ruolo non trascurabile è inoltre ascrivibile al passaparola.

In termini generali, il Trova offerte risulta apprezzato dagli utilizzatori: la *performance* dello strumento è valutata positivamente e la maggior parte degli utenti dichiara di aver raggiunto i risultati attesi dalla ricerca. Il giudizio degli utenti sull'*usability* del sistema è fondamentalmente positivo, mentre il giudizio relativo alla facilità di comprensione dei contenuti, pur positivo, sconta la scarsa familiarità con termini e concetti di natura tecnico-specialistica.

<sup>18</sup> Servizio elettrico: abitazione di residenza anagrafica con consumo pari a 2.700 kWh/anno, ripartito per il 33,4% nella fascia F1 e per il 66,6% nella fascia F23; servizio gas: consumo pari a 1.400 m<sup>3</sup>/anno.

## Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici

### Protocollo di intesa tra Autorità e Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti

I rapporti tra l'Autorità e le associazioni dei consumatori del Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) si svolgono nell'ambito del Protocollo di intesa approvato con la delibera 1 aprile 2009, GOP 15/09, e sottoscritto il 13 maggio 2009, che conferma gli impegni di consultazione, di informazione e di approfondimento sulle tematiche di interesse comune, tra i quali rientrano gli incontri periodici del forum dei consumatori.

Il Protocollo di intesa indica quattro obiettivi: migliorare l'informazione dei clienti finali; promuovere l'educazione al consumo e la consapevolezza dei clienti finali in merito ai propri diritti e all'uso consapevole dell'energia; formare il personale delle associazioni dei consumatori; potenziare l'accesso dei consumatori a forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie.

La realizzazione di specifiche attività finalizzate a perseguire gli obiettivi indicati nel Protocollo di intesa è stata sviluppata nel quadro dei progetti a vantaggio dei consumatori finanziati mediante il c.d. "Fondo sanzioni".

### Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2012 è proseguita la realizzazione di attività a vantaggio dei consumatori mediante l'attuazione di specifici progetti finanziati con l'impiego delle risorse rivenienti dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità, come previsto dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244 (legge finanziaria per il 2008). In particolare è proseguita, fino al completamento, l'attuazione dei due progetti già avviati negli anni precedenti, proposti dall'Autorità con la delibera 16 ottobre 2009, GOP 44/09, e

approvati dal Ministro dello sviluppo economico con il decreto 23 dicembre 2009, che riguardano:

- progetti di conciliazione stragiudiziale (PCS), finalizzati sia a promuovere la formazione di personale delle associazioni in grado di gestire procedure stragiudiziali di soluzione delle controversie tra clienti finali dei servizi elettrico e gas e imprese di vendita previste da appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni e imprese (PCS1), sia all'erogazione di contributi forfetari a favore delle associazioni stesse con riferimento alle conciliazioni andate a buon fine (PCS2);
- progetto per la qualificazione degli sportelli delle associazioni dei consumatori (PCS), finalizzato alla qualificazione di sportelli territoriali delle associazioni e di un *call center* informativo dedicato ai temi dell'energia.

Le risorse impegnate per i progetti PCS1 e PCS2 ammontano complessivamente a 890.000 € (rispettivamente 500.000 e 390.000 €). Il termine per il completamento dei progetti, originariamente stabilito al 31 dicembre 2011, è stato prorogato al 31 dicembre 2012 su proposta dell'Autorità, formulata con la delibera 27 ottobre 2011, VIS 98/11, e approvata dal Ministero dello sviluppo economico con il decreto 5 dicembre 2011.

Le attività del progetto PCS1 hanno comportato lo svolgimento nel 2012 di 10 corsi di formazione e di aggiornamento che hanno interessato, complessivamente, oltre 160 partecipazioni da parte di personale delle associazioni dei consumatori; i contributi alle associazioni relativi ai costi per le conciliazioni concluse con esito positivo (PCS2) per il biennio 2011-2012 ammontano complessivamente a circa 180.000 €, per oltre 3.000 procedure rendicontate a tutto il 2012.



Le risorse impegnate per il progetto PQS ammontano a 1.300.000 €. In attuazione del progetto vincitore, denominato "Energia: diritti a viva voce" e proposto da un gruppo di 17 associazioni di consumatori aderenti al CNCU, sono stati qualificati per svolgere attività di informazione, consulenza e assistenza dei clienti dei servizi elettrico e gas oltre 100 operatori delle associazioni di consumatori, assegnati a 45 sportelli fisici, già attivi in altrettanti capoluoghi di provincia a copertura di 16 regioni, e a un *call center* nazionale gratuito, che hanno operato per tutto il 2012. È stata inoltre realizzata un'applicazione (*App*) per *i-phone* e *i-pad*, che consente di accedere a servizi quali l'elenco degli sportelli inclusi nel progetto, la comunicazione via e-mail con lo sportello prescelto, l'area FAQ, l'area informativa dedicata alla normativa di settore. La disponibilità di nuove risorse finanziarie acquisite al Fondo nel corso del 2012 ha inoltre consentito l'avvio di progetti già approvati e la definizione di nuovi progetti da realizzare nel biennio 2013-2014.

In tal senso, con la delibera 19 luglio 2012, 302/2012/E/com, l'Autorità ha disposto l'avvio del progetto per la divulgazione territoriale (PDT), già approvato dal Ministro dello sviluppo economico con il decreto 23 dicembre 2009, finalizzato a promuovere l'informazione in merito alle opportunità offerte dalla liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas e alle forme di tutela di cui dispongono i clienti finali. Il progetto, per il quale sono state impegnate risorse pari a 400.000 €, si articola nell'attività di formazione di esperti destinati a svolgere l'attività di divulgazione (PDT1) e nella realizzazione, entro luglio 2014, di almeno 110 incontri pubblici sull'intero territorio nazionale rivolti ai consumatori (PDT2). Con la medesima delibera, l'Autorità ha formulato gli indirizzi in base ai quali la CCSE ha definito e pubblicato, nel mese di novembre 2012, i bandi di gara per la selezione del progetto. L'Autorità ha inoltre formulato ulteriori proposte al Ministro dello sviluppo economico in merito alle attività a vantaggio dei consumatori a valere sul Fondo sanzioni:

- con la delibera 12 luglio 2012, 286/12/E/com, l'Autorità ha proposto, da un lato, di assicurare per l'anno 2013 la continuità alle attività già avviate, mediante proroga del termine per la realizzazione delle attività del progetto PCS e rinnovo del progetto PQS relativo alla qualificazione degli

sportelli territoriali delle associazioni dei consumatori e, dall'altro, di avviare, per il biennio 2013-2014, un nuovo progetto finalizzato a promuovere l'accesso dei consumatori alle procedure gestite dal Servizio conciliazioni clienti energia, istituito dall'Autorità con delibera 21 giugno 2012, 260/2012/E/com (progetto PAC);

- con la delibera 29 novembre 2012, 512/2012/E/com, l'Autorità ha proposto, da un lato, di avviare, per il biennio 2013-2014, un progetto volto a promuovere l'accesso dei clienti dei servizi elettrico e gas alle informazioni relative ai loro diritti e a forme di tutela (progetto PDI), mediante la realizzazione, all'interno di programmi televisivi a diffusione nazionale, di interventi di informazione e approfondimento sui temi dell'energia con la partecipazione di esperti qualificati; dall'altro, di rinnovare per l'anno 2014 le attività del progetto PCS2 a favore delle conciliazioni paritetiche.

Le proposte formulate dall'Autorità sono state approvate, rispettivamente, con i decreti del Ministro dello sviluppo economico 8 agosto 2012 e 12 dicembre 2012. Con la delibera 22 novembre 2012, 489/2012/E/com, l'Autorità ha quindi provveduto a formulare gli indirizzi in base ai quali la CCSE ha definito e pubblicato, nel mese di gennaio 2013, il bando di gara per il rinnovo del progetto PQS, per il quale sono impegnati 890.000 €.

#### Protocollo di intesa tra l'Autorità e le organizzazioni di rappresentanza delle piccole imprese

Nel loro ruolo di consumatori di energia elettrica e gas, le imprese di minori dimensioni scontano in misura più sensibile rispetto alle altre realtà produttive gli effetti delle asimmetrie informative che ancora persistono nei confronti dei fornitori di energia elettrica e gas. Al fine di rafforzare la capacità delle piccole imprese consumatrici di energia elettrica e gas naturale di cogliere le opportunità della liberalizzazione dei mercati finali, con la delibera 20 dicembre 2012, 549/2012/E/com, l'Autorità ha approvato uno schema di Protocollo di intesa con le relative organizzazioni nazionali di rappresentanza.

Il Protocollo, entrato in vigore nel mese di gennaio 2013 a scguito della sottoscrizione da parte di otto associazioni<sup>19</sup>, persegue gli

<sup>19</sup> Casartigiani, CNA, Confagricoltura, Confapi, Confartigianato, Confcommercio - Imprese per l'Italia, Confesercenti e Confindustria Piccola Industria.

obiettivi di migliorare l'informazione nella disponibilità delle piccole imprese e di promuovere attività orientate a rafforzarne la capacitazione e l'accesso alle procedure disponibili per la soluzione delle controversie in materia di erogazione del servizio.

Il compito di formulare proposte e progetti per la realizzazione di strumenti e iniziative in attuazione del Protocollo è affidato a un gruppo di lavoro congiunto, composto dai rappresentanti designati dalle parti.

## Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas

La regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali è disciplinata dalla delibera ARG/com 164/08 (TIQV). Gli standard generali di qualità dei *call center* e gli obblighi di servizio sono previsti per tutte le imprese di vendita di energia elettrica e gas. Per i venditori di minori dimensioni è prevista una disciplina semplificata, in considerazione del fatto che il cliente generalmente entra in contatto diretto con questi soggetti tramite gli sportelli presenti sul territorio.

Le imprese con più di 50.000 clienti finali sono sottoposte semestralmente a una indagine sulla qualità dei servizi telefonici e vengono coinvolte nella pubblicazione di una graduatoria comparativa semestrale, a condizione che abbiano una media giornaliera di chiamate ai propri *call center* uguale o superiore a 200. Gli standard di qualità relativi ai servizi telefonici commerciali attualmente in vigore hanno il duplice scopo di tutelare i clienti che

contattano i venditori tramite i *call center* e, contemporaneamente, soddisfare le esigenze di differenziazione e competitività degli operatori, tenendo conto che l'attività di vendita di energia elettrica e di gas sono libere.

Sono stati fissati dei livelli minimi, il cui rispetto è obbligatorio per tutte le aziende in relazione all'accessibilità al servizio (AS), al tempo medio di attesa (TMA) e al livello di servizio (LS, percentuale di chiamate andate a buon fine), che hanno gli obiettivi di ridurre il fenomeno del mancato accesso ai *call center* a causa delle linee occupate e di limitare le attese per parlare con un operatore telefonico.

La tavola 4.5 riporta gli standard generali in vigore per ogni indicatore, che devono essere rispettati dalle aziende.

Per quanto riguarda il livello di servizio (LS) dai dati dichiarati dai venditori coinvolti nella pubblicazione comparativa, risulta che la

TAV. 4.5

Standard generali di qualità dei *call center*

INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD GENERALE
Accessibilità al servizio (AS)	Rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del <i>call center</i> con presenza di operatori.	≥ 90%
Tempo medio di attesa (TMA)	Tempo, espresso in secondi, intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata attraverso l'ausilio di un risponditore automatico, e l'inizio della conversazione con l'operatore o la conclusione della chiamata, in caso di rinuncia prima dell'inizio della conversazione con l'operatore.	≤ 240 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine sul numero di telefonate che arrivano ai <i>call center</i> per parlare con un operatore.	≥ 80%



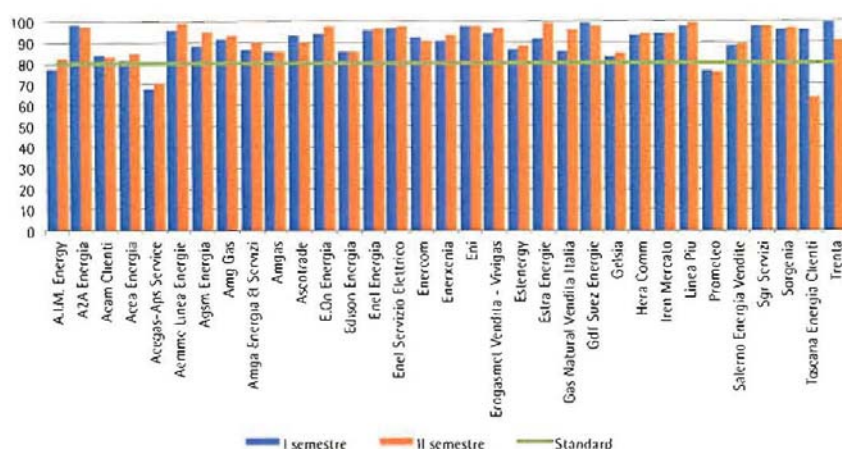


FIG. 4.3  
Livello di qualità dei servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center nel 2012

quasi totalità degli operatori ha rispettato lo standard generale relativo al livello del servizio.

Per quanto riguarda il tempo medio di attesa, la quasi totalità dei venditori coinvolti dalla pubblicazione comparativa si assesta molto al di sotto dello standard fissato dall'Autorità (Fig. 4.4)

Nei mesi di maggio 2012 e febbraio 2013, per dare attuazione alla regolazione sono state pubblicate sul sito internet dell'Autorità le graduatorie dei call center, così come previsto dal TIQV. Le graduatorie rappresentano la sintesi della verifica semestrale della regolazione e sono strutturate sulla base di un punteggio globale denominato "IQI", calcolato grazie a una serie di punteggi parziali assegnati ai singoli call center.

In particolare, i punteggi parziali per il calcolo della graduatoria fanno riferimento ai seguenti aspetti del servizio:

- accesso al servizio (PA); riguarda la disponibilità delle linee telefoniche, i periodi di accessibilità per le chiamate (ampiezza degli orari e numeri di giorni di apertura dei call center), la gratuità delle chiamate anche dalla rete mobile;
- qualità del servizio (PQ); valuta i tempi medi di attesa prima di riuscire a parlare con un operatore, la percentuale di chiamate con risposta di un operatore, la possibilità per il cliente di essere richiamato, la segnalazione del numero di chiamate che precedono in coda o del tempo stimato di attesa, la semplicità

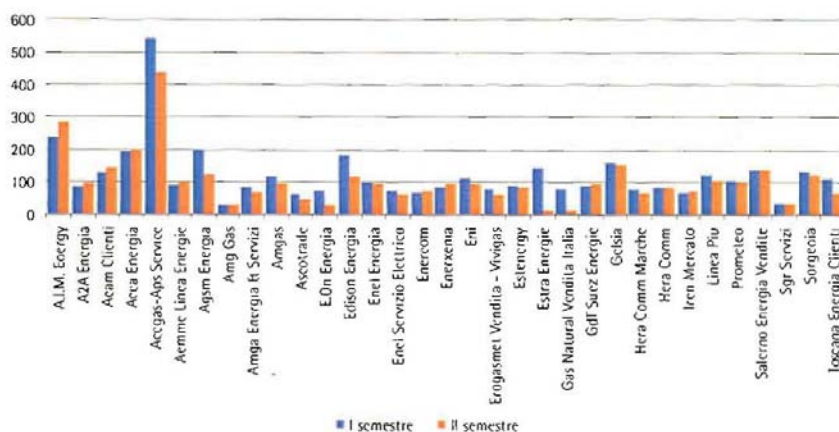


FIG. 4.4  
Tempo medio di attesa dei servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center nel 2012

dell'albero di navigazione in fase di accesso, l'eventuale presenza di un portale internet, l'adozione di iniziative con le associazioni dei consumatori;

- grado di soddisfazione dei clienti che si rivolgono ai *call center* (PSC); questo punteggio è ricavato da una indagine statistica che l'Autorità effettua semestralmente e che consiste nel richiamare un campione di clienti di ogni impresa di vendita

che hanno telefonato ai *call center*, al fine di verificarne il livello di soddisfazione in relazione alle chiamate appena effettuate.

La graduatoria (Tav. 4.6) offre una valutazione comparativa dei servizi delle singole aziende di vendita e rappresenta uno stimolo al miglioramento basato sulla *performance* registrata dalle maggiori aziende di vendita.

#### TAV. 4.6

Graduatorie della qualità dei *call center* delle aziende di vendita di energia elettrica e gas nel II semestre 2011 e nel I semestre 2012

I SEMESTRE 2012		II SEMESTRE 2012	
VENDITORE	PUNTEGGIO	VENDITORE	PUNTEGGIO
Enel Servizio Elettrico	98,1	Enel Servizio Elettrico	98,6
Enel Energia	92,3	Enel energia	91,9
Eni	92,3	Linea piu	89,9
Linea Più	87,1	Eni	88,5
Gdf Suez Energie	83,6	Gdf Suez Energie	83,0
Trenta	82,2	Sorgenia	82,2
Toscana Energia Clienti	81,9	Eon energia	80,8
Sorgenia	81,3	Aemme Linea Energie	80,4
Sgr Servizi	81,3	Sgr servizi	79,7
E.ON Energia	78,6	Gas Natural Vendita Italia	79,7
Hera Comm	78,4	Hera Comm	78,7
A2A Energia	77,1	Estra Energie	75,0
Aemme Linea Energie	74,7	A2a Energia	73,1
Gas Natural Vendita Italia	70,7	Erogasmet Vendita - Vivigas	71,1
Enercom	69,4	Amgas	70,6
Ascotrade	68,8	Edison Energia	70,5
Enerxenia	68,2	Ascotrade	69,7
Amgas	67,9	Enerxenia	68,8
Estenergy	66,2	Estenergy	67,6
Erogasmet Vendita - Vivigas	64,5	Acea Energia	66,5
Edison Energia	64,2	Enercom	65,3
Estra Energie	64,0	Trenta	65,2
Iren Mercato	63,2	Agsm Energia	63,9
Amg Gas	57,3	Iren Mercato	61,0
Acea Energia	57,0	Amga Energia Et Servizi	60,5
Amga Energia Et Servizi	57,0	Amg gas	53,8
Agsm Energia	55,9	Salerno Energia Vendite	51,3
Acam Clienti	55,5	Acam Clienti	49,8
Salerno Energia Vendite	51,8	Gelsia	49,5
Gelsia	47,3	Bluenergy group	48,3
A.I.M. Energy	42,5	A.I.M. Energy	42,7
Prometeo	42,1	Prometeo	37,0
Acegas - Aps Service	39,0	Acegas - Aps Service	36,7



## Valutazione dei reclami e risoluzione delle controversie dei consumatori

Dall'1 dicembre 2009 lo Sportello, secondo quanto previsto dalla delibera GOP 28/08 e dal regolamento a essa allegato, ha svolto attività materiali, informative e conoscitive, anche preparatorie e strumentali, nell'ambito della valutazione di reclami, istanze e segnalazioni, presentati dai clienti finali e dalle loro associazioni rappresentative. Detto servizio è stato svolto in avalimento da parte della società Acquirente unico; tale assetto è stato confermato dalla previsione contenuta nell'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11, in attuazione della quale l'Autorità ha individuato nello Sportello lo strumento attraverso cui assicurare il trattamento efficace dei reclami, compresi quelli dei consumatori-produttori (c.d. *prosumers*).

Tale opzione, che ha comportato l'innovazione delle funzioni e dei compiti dello Sportello alla stregua della nuova normativa europea, è stata considerata preferibile e ampiamente meno onerosa rispetto ad altri strumenti o alla creazione di strutture *ex novo*.

Nel corso del 2012, l'Autorità ha definito altresì due procedure speciali di reclamo che prevedono un ruolo specifico dello Sportello, assegnandogli determinate tempistiche di risposta: si tratta in particolare della procedura di reclamo relativa ai contratti non richiesti, di cui alla parte III dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità 153/2012/R/com, e della procedura di richiesta di informazioni relativa al sistema indennitario, di cui alla delibera 99/2012/R/eel. Con la delibera 323/2012/E/com, l'Autorità ha quindi stabilito di dare attuazione al citato art. 44, comma 4, in relazione al trattamento dei reclami e, con successivo provvedimento attuativo, è stato approvato il progetto operativo dello Sportello per il triennio 2013-2015.

Detto progetto si è reso necessario in relazione al rilevante aumento quantitativo delle attività da svolgere, nonché al fine di perseguire maggiori livelli di qualità nello svolgimento delle attività demandate allo Sportello e di rafforzare le capacità

di risoluzione efficace del singolo reclamo e di monitoraggio e segnalazione delle criticità e dei malfunzionamenti del mercato, anche per consentire all'Autorità di innovare la regolazione e approntare interventi di *enforcement*, così da superare le problematiche emergenti nella valutazione dei reclami.

Con la delibera 4 ottobre 2012, 399/2012/E/com, è stato avviato un procedimento per l'adozione di un nuovo regolamento di funzionamento dello Sportello, necessario sia per l'innovazione delle funzioni e dei compiti sopra delineati, sia per assicurare la puntualità e l'eshaustività delle risposte degli esercenti alle richieste dello Sportello, indispensabili per il trattamento efficace dei reclami; ciò superando situazioni di ritardo nella risposta, occorse nei precedenti anni, che avevano comportato un'intensa attività di sollecito da parte dell'Autorità e, in alcuni casi, l'adozione di provvedimenti di diffida da parte dell'Autorità stessa.

Dopo la relativa consultazione (documento per la consultazione 8 novembre 2012, 463/2012/E/com), con la delibera 20 dicembre 2012, 548/2012/E/com, è stato approvato il nuovo regolamento dello Sportello per lo svolgimento delle attività afferenti al trattamento dei reclami.

Anche con la nuova procedura, il reclamo del cliente, prima di essere presentato allo Sportello, deve essere preventivamente inviato all'esercente.

Al fine di superare le criticità connesse con il trattamento di reclami irregolari o incompleti, sono state previste più puntuali definizioni di "reclamo", "reclamo irregolare" e "reclamo incompleto", tenendo altresì conto della regolazione nel frattempo intervenuta in tema di tempistiche di risposta ai reclami da parte di venditori e distributori (TIQV, *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* - TIQE, *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* - RQDG).

Nel 2012 sono pervenuti 8.300 reclami irregolari (in aumento quindi rispetto ai 7.158 del 2011). Sul totale dei reclami esaminati,

i reclami irregolari cui non viene dato seguito rappresentano circa il 7%. Nell'ottica di rafforzare la tutela del consumatore, per i reclami per cui si ravvisa il pericolo di danni gravi e irreparabili per l'utente, sono stati illustrati i casi in cui lo Sportello può procedere con proprie richieste di informazioni anche quando il reclamo non sia stato inviato preventivamente all'esercente o sia stato presentato allo Sportello prima del decorso dei termini di risposta posti a carico dell'esercente medesimo.

Al fine poi di superare le criticità legate alla non tempestività e/o incompletezza della risposta degli esercenti alle richieste di informazione dello Sportello, l'Autorità ha provveduto a rafforzare gli obblighi di risposta degli esercenti, consistenti principalmente nella definizione di termini di risposta e di indicatori di puntualità e di esaustività delle risposte dei medesimi esercenti, prevedendone il relativo monitoraggio.

Nel corso del 2012, l'intensa attività di sollecito delle risposte da parte dell'Autorità è sfociata, da un lato, nell'intimazione formale alla società Eni - Divisione Gas & Power con la delibera 24 maggio 2012, 221/2012/E/ecom, e, dall'altro, nel miglioramento complessivo delle tempistiche di risposta da parte degli esercenti. Infine, l'Autorità, in ragione del rapporto di avvalimento dell'Acquirente unico, ha consentito l'accesso dello Sportello al SII, con la finalità di acquisire informazioni utili al trattamento efficace dei reclami, velocizzando i flussi informativi e alleggerendo gli oneri di risposta in capo agli esercenti.

Il numero di "pratiche" (reclami, richieste di informazioni e segnalazioni) ricevute dallo Sportello nel corso del 2012 ammonta

a 35.984 (81% inviate da clienti domestici e 19% da clienti non domestici), con un decremento di circa il 6% rispetto all'anno 2011. Tale decremento, come meglio descritto di seguito, ha interessato in maniera considerevole le pratiche relative al bonus (-51,8%), che si sono sostanzialmente dimezzate in tutti gli specifici settori, anche per effetto di interventi di affinamento della regolazione in materia.

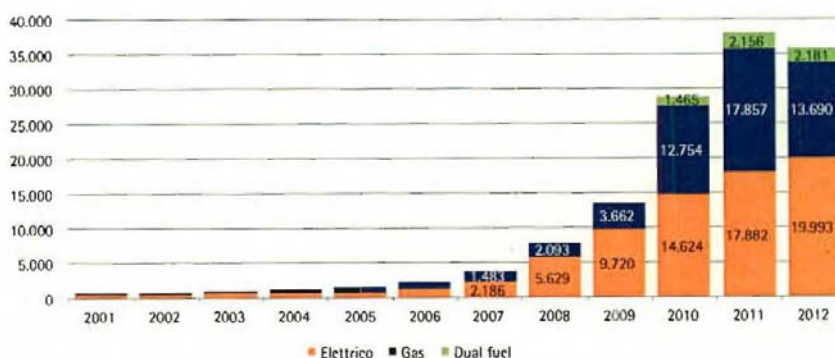
Nel primo trimestre 2013 lo Sportello ha già aperto 10.515 nuove pratiche.

Lo Sportello svolge le attività di trattamento dei reclami richiedendo agli esercenti le necessarie informazioni e fornendo ai clienti, alle loro associazioni rappresentative e agli esercenti, le indicazioni necessarie per la soluzione delle problematiche segnalate. Lo Sportello trasmette all'Autorità solo reclami compiutamente istruiti, che devono essere oggetto di valutazione da parte dell'Autorità stessa.

Nella figura 4.5 è illustrato l'andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevuti, prima dell'1 dicembre 2009, dall'Autorità e successivamente dallo Sportello. Si rileva, fino allo scorso anno, una significativa crescita e nel 2012 una stabilizzazione dovuta sia ai processi di liberalizzazione, che notoriamente comportano un maggior numero di reclami, sia ai nuovi strumenti messi a disposizione dall'Autorità per la tutela e l'informazione dei clienti finali, nonché a una loro maggior consapevolezza circa i propri diritti. La tracciatura completa della tipologia di fornitura *dual fuel* è in atto solo dal 2010, a seguito della maggior diffusione di tale tipologia di contratto.

FIG. 4.5

Andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni complessivamente ricevuti dall'Autorità e dallo Sportello per il consumatore di energia



Fonte: Dati AEEG e Sportello per il consumatore di energia.



**Settore elettrico**

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2012 il totale delle comunicazioni con settore indicato, che hanno dato luogo all'apertura di nuove pratiche, è stato pari a 35.864; quelle relative al settore elettrico sono state 19.993 (pari al 55% del

totale). Si rileva un aumento rispetto al 2011, quando le medesime comunicazioni erano pari al 47,2% del totale. Mutamenti molto lievi hanno riguardato le proporzioni tra i reclami (94,16%), le richieste di informazioni (5,78%) e le segnalazioni (0,06%). Per quanto riguarda le segnalazioni, il loro numero, anche in termini numerici e non solo percentuali, è comunque estremamente esiguo.

	2011		2012		I TRIM. 2013	
	ELETTRICO	TOTALE <sup>(A)</sup>	ELETTRICO	TOTALE <sup>(A)</sup>	ELETTRICO	TOTALE <sup>(A)</sup>
Reclami	16.496	34.799	18.826	34.033	5.917	9.830
Richieste di informazioni	1.371	3.020	1.156	1.799	472	648
Segnalazioni	15	76	11	32	3	9
<b>TOTALE COMUNICAZIONI</b>	<b>17.882</b>	<b>37.895</b>	<b>19.993</b>	<b>35.864</b>	<b>6.392</b>	<b>10.487</b>

(A) Totale relativo a settore elettrico, gas e dual fuel.

Fonte: Sportello per il consumatore di energia

**TAV. 4.7**

Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2011, nel 2012 e nel I trimestre 2013

ARGOMENTI	GEN. - MAR.	APR. - GIU.	LUG. - SET.	OTT. - DIC.	TOTALE	QUOTE
<b>ANNO 2011</b>						
Fatturazione	999	971	845	1.038	3.853	22%
Mercato	900	905	742	760	3.307	18%
Bonus	20.21	1.795	1.165	1.058	6.039	34%
Contratti	500	592	489	552	2.133	12%
Allacciamenti/Lavori	264	289	209	204	966	5%
Prezzi e tariffe	125	104	84	129	442	2%
Qualità tecnica	150	116	195	162	623	3%
Misura	49	55	66	97	267	1%
Qualità commerciale	39	40	25	33	137	1%
Non competenza	31	27	23	30	111	1%
<b>TOTALE CLASSIFICATI</b>	<b>5.078</b>	<b>4.894</b>	<b>3.843</b>	<b>4.063</b>	<b>17.878</b>	<b>100%</b>
Non classificati	2	-	-	2	4	-
<b>TOTALE CASI</b>	<b>5.080</b>	<b>4.894</b>	<b>3.843</b>	<b>4.065</b>	<b>17.882</b>	
<b>ANNO 2012</b>						
Fatturazione	1.370	1.470	1.261	1.793	5.894	29%
Mercato	972	841	705	1.066	3.584	18%
Bonus	864	714	389	517	2.484	12%
Contratti	649	798	950	1.079	3.476	17%
Allacciamenti/Lavori	274	243	209	228	954	5%
Prezzi e tariffe	156	151	97	150	554	3%
Qualità tecnica	1.140	554	296	214	2.204	11%
Misura	116	120	93	110	439	2%
Qualità commerciale	58	38	47	51	194	1%
Non competenza	44	57	43	62	206	1%
<b>TOTALE CLASSIFICATI</b>	<b>5.643</b>	<b>4.986</b>	<b>4.090</b>	<b>5.270</b>	<b>19.989</b>	<b>100%</b>
Non classificati	4	-	-	-	12	-
<b>TOTALE CASI</b>	<b>5.647</b>	<b>4.986</b>	<b>4.090</b>	<b>5.270</b>	<b>20.001</b>	

**TAV. 4.8**

Argomenti delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2011, nel 2012 e nel I trimestre 2013

**TAV. 4.8 - SEGUE**

Argomenti delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dallo Sportello nel 2011, nel 2012 e nel I trimestre 2013

ARGOMENTI	GEN. - MAR.	APR. - GIU.	LUG. - SET.	OTT. - DIC.	TOTALE	QUOTE
<b>ANNO 2013</b>						
Fatturazione	2.061	-	-	-	-	32%
Mercato	1.144	-	-	-	-	18%
Bonus	821	-	-	-	-	13%
Contratti	1.411	-	-	-	-	22%
Allacciamenti/Lavori	305	-	-	-	-	5%
Prezzi e tariffe	132	-	-	-	-	2%
Qualità tecnica	180	-	-	-	-	3%
Misura	189	-	-	-	-	3%
Qualità commerciale	56	-	-	-	-	1%
Non competenza	93	-	-	-	-	1%
<b>TOTALE CLASSIFICATI</b>	<b>6.392</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>100%</b>
Non classificati	-	-	-	-	-	-
<b>TOTALE CASI</b>	<b>6.392</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

Dall'analisi dei dati contenuti nella tavola 4.8, emerge che gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute nel 2012 sono i seguenti: fatturazione 5.894 (29%), mercato 3.584 (18%), bonus 2.484 (12%), contratti 3.476 (17%), qualità tecnica 2.204 (11%), allacciamenti e lavori 954 (5%). In tali rapporti percentuali, rispetto all'anno 2011, si nota in particolare l'aumento delle comunicazioni relative alla fatturazione e la forte diminuzione di quelle relative al bonus, nonché un apprezzabile aumento degli argomenti contratti e qualità tecnica, mentre resta sostanzialmente immutato l'argomento mercato. Le comunicazioni in merito alle fatturazioni riguardano principalmente le problematiche relative alla corretta quantificazione dei consumi, alla periodicità di fatturazione e ai conguagli; quelle relative all'argomento mercato afferiscono invece soprattutto alle problematiche relative all'effettivo rispetto del Codice di condotta commerciale approvato dall'Autorità, alla doppia fatturazione e alla regolarità dei cambi di fornitore. Nella tematica mercato sono compresi anche, a partire dall'1 giugno 2012, i reclami gestiti secondo la procedura speciale prevista dalla delibera 19 aprile 2012, 153/2012/ARG/com, per i contratti non richiesti. Per quel che riguarda le comunicazioni in materia di bonus elettrico, esse si sono concentrate sulla mancata erogazione del bonus, su problematiche relative alla validazione della domanda da parte del distributore, sulle modalità di presentazione delle domande presso i Comuni, i centri di assistenza fiscale o altri istituti eventualmente designati dai Comuni e sul respingimento della domanda per non coincidenza dei dati. Per quanto attiene

alle comunicazioni relative ai contratti, le principali problematiche manifestatesi hanno riguardato il recesso e la cessazione della fornitura, le volture e la morosità, comprese le richieste di informazioni relative al corrispettivo di morosità nell'ambito del sistema indennitario. Infine, con riferimento alla tematica della qualità tecnica, le comunicazioni ricevute hanno riguardato principalmente le interruzioni (soprattutto correlate agli eventi atmosferici di febbraio 2012) e la qualità della tensione (comprese le microinterruzioni, c.d. "buchi di tensione").

In questo paragrafo e nei successivi si forniscono, per completezza, anche i dati parziali per argomento, riferiti al primo trimestre 2013. Vengono tuttavia tralasciati commenti e valutazioni relativi al trend dei reclami per argomento, in quanto si ritiene preferibile una valutazione dei dati dell'intero anno.

#### Settore gas

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2012, del totale di comunicazioni ricevute dallo Sportello con settore indicato, che hanno dato luogo all'apertura di nuove pratiche, pari a 35.864, quelle relative al settore gas sono state 13.690 (circa il 38,1%). Rispetto al 2011, il numero di comunicazioni è diminuito del 23%, decremento dovuto in buona parte al superamento delle iniziali criticità relative all'implementazione del bonus gas. Sempre rispetto al precedente periodo è lievemente cresciuta la percentuale di reclami (96,7%), mentre è diminuita quella delle



	2011		2012		I TRIM. 2013	
	GAS	TOTALE <sup>(A)</sup>	GAS	TOTALE <sup>(A)</sup>	GAS	TOTALE <sup>(A)</sup>
Reclami	16.411	34.799	13.233	34.033	3.583	9.830
Richieste di informazioni	1.391	3.020	437	1.799	140	648
Segnalazioni	55	76	20	32	6	9
<b>TOTALE COMUNICAZIONI</b>	<b>17.857</b>	<b>37.895</b>	<b>13.690</b>	<b>35.864</b>	<b>3.729</b>	<b>10.487</b>

(A) Totale relativo a settore elettrico, gas e *dual fuel*.

Fonte: Sportello per il consumatore di energia

TAV. 4.9

Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2011, nel 2012 e nel I trimestre 2013

richieste di informazione (3,297%). Rimane sostanzialmente stabile la percentuale delle segnalazioni (0,01%), il cui numero, anche in termini numerici e non solo percentuali, è comunque estremamente esiguo.

Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni per il settore gas ricevute dallo Sportello nel 2012 e suscettibili di classificazione sono i seguenti: il bonus 4.886 (36%), la fatturazione 4.654 (34%), il mercato 1.382 (10%), i contratti 1.356 (10%), gli allacciamenti e i lavori 516 (4%).

In tali rapporti percentuali, rispetto all'anno 2011 si nota in particolare il notevole decremento dei reclami sul bonus gas e una piccola riduzione dei reclami relativi agli argomenti mercato, allacciamenti e lavori, mentre si rilevano piccoli aumenti di quelli relativi alla fatturazione e ai contratti. La diminuzione in termini assoluti del numero dei reclami è dovuta principalmente alla ricezione di un numero molto inferiore, rispetto all'anno precedente, di reclami relativi al bonus, determinata da interventi risolutivi delle principali problematiche inerenti alla mancata

erogazione del bonus, alla validazione e a questioni in merito alla presentazione della domanda, tra cui il rigetto della domanda per mancata coincidenza dei dati indicati con quelli a disposizione del distributore.

Per quanto riguarda la fatturazione, le principali questioni hanno riguardato i consumi (fatture in acconto, conguagli, richieste di rettifica), il rispetto della regolare periodicità di fatturazione e l'effettuazione delle letture o l'utilizzo delle autoletture del contatore.

Rispetto al libero mercato, la maggior parte delle comunicazioni ha riguardato questioni di presunta violazione del Codice di condotta commerciale approvato dall'Autorità, la doppia fatturazione e problematiche relative al cambio di fornitore. Nell'argomento mercato sono compresi anche, a partire dall'1 giugno 2012, i reclami gestiti secondo la procedura speciale prevista dalla delibera 153/2012/ARG/com per i contratti non richiesti.

Con riferimento all'argomento contratti, la maggior parte delle comunicazioni ha riguardato l'esercizio del diritto di recesso e la

ARGOMENTI	GEN. - MAR.	APR. - GIU.	LUG. - SET.	OTT. - DIC.	TOTALE	QUOTE
<b>ANNO 2011</b>						
Bonus	2.843	2.914	1.610	1.901	9.268	52%
Fatturazione	1.057	1.137	897	996	4.087	23%
Mercato	556	576	368	350	1.850	10%
Contratti	292	327	262	342	1.223	7%
Allacciamenti/Lavori	166	138	126	156	586	3%
Prezzi e tariffe	107	71	35	47	260	1%
Misura	52	80	62	77	271	2%
Qualità commerciale	22	24	18	34	98	1%
Non competenza	66	31	31	49	177	1%
Qualità tecnica	15	9	5	7	36	0%
<b>TOTALE CLASSIFICATI</b>	<b>5.176</b>	<b>5.307</b>	<b>3.414</b>	<b>3.959</b>	<b>17.856</b>	<b>100%</b>

TAV. 4.10

Argomenti delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2011, nel 2012 e nel I trimestre 2013

**TAV. 4.10 - SEGUE**

Argomenti delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello nel 2011, nel 2012 e nel I trimestre 2013

ARGOMENTI	GEN. - MAR.	APR. - GIU.	LUG. - SET.	OTT. - DIC.	TOTALE	QUOTE
Non classificati	-	-	-	1	-	-
<b>TOTALE CASI</b>	<b>5.176</b>	<b>5.307</b>	<b>3.414</b>	<b>3.960</b>	<b>17.856</b>	-
<b>ANNO 2012</b>						
Fatturazione	1.181	1.281	929	1.263	4.654	34%
Mercato	393	356	286	347	1.382	10%
Bonus	1.871	1.472	767	776	4.886	36%
Contratti	368	334	277	374	1.353	10%
Allacciamenti/Lavori	142	108	112	154	516	4%
Prezzi e tariffe	34	35	37	36	142	1%
Qualità tecnica	11	4	4	7	26	0%
Misura	96	93	81	68	338	2%
Qualità commerciale	56	37	33	41	167	1%
Non competenza	59	65	52	50	226	2%
<b>TOTALE CLASSIFICATI</b>	<b>4.211</b>	<b>3.785</b>	<b>2.578</b>	<b>3.116</b>	<b>13.690</b>	<b>100%</b>
Non classificati	-	-	-	-	-	-
<b>TOTALE CASI</b>	<b>4.211</b>	<b>3.785</b>	<b>2.578</b>	<b>3.116</b>	<b>13.690</b>	-
<b>ANNO 2013</b>						
Fatturazione	1.602	-	-	-	-	43%
Mercato	440	-	-	-	-	12%
Bonus	942	-	-	-	-	25%
Contratti	407	-	-	-	-	11%
Allacciamenti/Lavori	121	-	-	-	-	3%
Prezzi e tariffe	34	-	-	-	-	1%
Qualità tecnica	10	-	-	-	-	0%
Misura	74	-	-	-	-	2%
Qualità commerciale	40	-	-	-	-	1%
Non competenza	59	-	-	-	-	2%
<b>TOTALE CLASSIFICATI</b>	<b>3.729</b>	-	-	-	-	<b>100%</b>
Non classificati	-	-	-	-	-	-
<b>TOTALE CASI</b>	<b>3.729</b>	-	-	-	-	-

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

cessazione della fornitura, le volture e l'effettuazione di distacchi. Infine, con riferimento all'argomento allacciamenti e lavori, i reclami si sono concentrati su questioni relative alle attivazioni, ai subentri e ai tempi di effettuazione di tali prestazioni.

#### Contratti di fornitura congiunta

Con riferimento alle comunicazioni relative a forniture congiunte di energia elettrica e di gas (c.d. *dual fuel*) giunte allo Sportello nel 2012, il loro numero complessivo ammonta a 2.181, pari a

circa il 6% del totale. Benché si tratti di numeri ancora modesti, pur con un lieve aumento registrato quest'anno, possono tuttavia sin da ora segnalarsi le problematiche più ricorrenti. Il numero più significativo di reclami riguarda l'argomento mercato e fatturazione. Seguono, nell'ordine, comunicazioni relative alla gestione delle pratiche in merito al bonus (clienti che rilevano problemi con riguardo sia al bonus gas sia a quello elettrico) e quelle inerenti ai contratti. Numeri assai modesti sono infine quelli delle comunicazioni relative a prezzi e tariffe, allacciamenti e lavori e qualità commerciale.



	2011		2012		I TRIM. 2013	
	DUAL FUEL	TOTALE <sup>(A)</sup>	DUAL FUEL	TOTALE <sup>(A)</sup>	DUAL FUEL	TOTALE <sup>(A)</sup>
Reclami	1.892	34.799	1.974	34.033	330	9.830
Richieste di informazioni	258	3.020	206	1.799	36	648
Segnalazioni	6	76	1	32	-	9
<b>TOTALE COMUNICAZIONI</b>	<b>1.892</b>	<b>37.895</b>	<b>2.181</b>	<b>35.864</b>	<b>366</b>	<b>10.487</b>

[A] Totale relativo a settore elettrico, gas e dual fuel.

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

#### TAV. 4.11

Comunicazioni relative a forniture dual fuel ricevute dallo Sportello nel 2011, nel 2012 e nel I trimestre 2013

ARGOMENTI	GEN. - MAR.	APR. - GIU.	LUG. - SET.	OTT. - DIC.	TOTALE	QUOTE
<b>ANNO 2011</b>						
Mercato	193	245	166	158	762	35%
Bonus	179	179	118	153	629	29%
Fatturazione	114	113	85	133	445	21%
Contratti	57	59	50	61	227	11%
Prezzi e tariffe	9	9	7	8	33	2%
Allacciamenti/Lavori	8	8	3	10	29	1%
Qualità commerciale	1	10	8	2	21	1%
Non competenza	1	1	1	5	8	0%
Misura	-	1	-	1	2	0%
Qualità tecnica	-	-	-	-	0	0%
<b>TOTALE CLASSIFICATI</b>	<b>562</b>	<b>625</b>	<b>438</b>	<b>531</b>	<b>2.156</b>	<b>100%</b>
Non classificati	-	-	-	-	-	-
<b>TOTALE CASI</b>	<b>562</b>	<b>625</b>	<b>438</b>	<b>531</b>	<b>2.156</b>	<b>100%</b>
<b>ANNO 2012</b>						
Fatturazione	191	172	135	216	714	34%
Mercato	181	217	137	168	703	32%
Bonus	124	85	48	75	332	15%
Contratti	80	86	59	85	310	14%
Allacciamenti/Lavori	7	4	5	4	20	1%
Prezzi e tariffe	10	10	4	7	31	1%
Qualità tecnica	8	0	0	0	8	0%
Misura	1	0	1	1	3	0%
Qualità commerciale	7	4	6	4	21	1%
Non competenza	3	7	107	19	39	2%
<b>TOTALE CLASSIFICATI</b>	<b>612</b>	<b>585</b>	<b>405</b>	<b>579</b>	<b>2.181</b>	<b>100%</b>
Non classificati	-	-	-	-	-	-
<b>TOTALE CASI</b>	<b>612</b>	<b>585</b>	<b>405</b>	<b>579</b>	<b>2.181</b>	<b>-</b>
<b>ANNO 2013</b>						
Fatturazione	162	-	-	-	-	45%
Mercato	111	-	-	-	-	30%
Bonus	12	-	-	-	-	3%
Contratti	54	-	-	-	-	15%
Allacciamenti/Lavori	1	-	-	-	-	0%
Prezzi e tariffe	12	-	-	-	-	3%
Qualità tecnica	1	-	-	-	-	0%
Misura	1	-	-	-	-	0%
Qualità commerciale	2	-	-	-	-	1%
Non competenza	10	-	-	-	-	3%
<b>TOTALE CLASSIFICATI</b>	<b>366</b>	-	-	-	-	<b>100%</b>
Non classificati	-	-	-	-	-	-
<b>TOTALE CASI</b>	<b>366</b>	-	-	-	-	<b>-</b>

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

#### TAV. 4.12

Argomenti delle comunicazioni relative alle forniture dual fuel ricevute dallo Sportello nel 2011, nel 2012 e nel I trimestre 2013

## Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie

Il decreto legislativo n. 93/11, di recepimento nell'ordinamento italiano delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, all'art. 44, comma 4, ha previsto, fra l'altro, che l'Autorità «assicuri il trattamento efficace [...] delle procedure di conciliazione dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale ed energia elettrica avvalendosi dell'Acquirente unico».

In attuazione di tali disposizioni, l'Autorità, nell'ambito delle azioni di enforcement a tutela dei consumatori, con la delibera 21 giugno 2012, 260/2012/E/com, ha istituito il Servizio conciliazione clienti energia, approvando la relativa disciplina di prima attuazione e assegnando in avalimento all'Acquirente unico lo sviluppo del progetto operativo, nonché la realizzazione e la gestione del Servizio conciliazione medesimo, con operatività a partire dall'1 aprile 2013. Il progetto è in fase sperimentale e ha una durata di 12 mesi rinnovabili.

Il Servizio conciliazione si colloca fra le procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie, di cui può disporre il cliente finale dei settori elettrico e gas per risolvere le criticità insorte con il proprio operatore (generalmente *small claims*).

Il Servizio conciliazione risulta conforme all'evoluzione normativa dell'Unione europea che, fra gli obiettivi legati alla diffusione degli strumenti di *Alternative Dispute Resolution* (ADR) a vantaggio dei consumatori, da un lato, ha posto in evidenza la necessità di pervenire alla risoluzione della problematica direttamente con l'esercente, attraverso il reclamo, prima di attivare una procedura di risoluzione extragiudiziale; dall'altro, ha previsto che le procedure si svolgano *on line* e alla presenza di un soggetto terzo e imparziale, sulla base dei principi di immediatezza, efficacia ed efficienza. Infatti, tale Servizio presuppone l'invio del reclamo all'operatore ai fini dell'attivazione della relativa procedura, prevede che la conciliazione sia svolta dinanzi a un conciliatore terzo con una specifica competenza in mediazione e in materia energetica e, infine, si svolge interamente *on line*.

Per quanto riguarda specificamente i conciliatori, gli stessi sono stati individuati tramite apposite convenzioni sottoscritte con le Camere di commercio di Milano e di Roma, al fine di garantire, per l'avvio sperimentale del Servizio, una comprovata e specifica competenza nel campo della mediazione. Per affinare e incrementare le conoscenze in materia energetica dei conciliatori, sono stati organizzati dall'Autorità con l'Acquirente unico appositi corsi di formazione.

Il Servizio si configura come sistema di conciliazione "universale", in virtù dell'ampiezza dell'ambito applicativo, sia per quanto concerne i potenziali fruitori, sia per quanto riguarda le controversie oggetto della procedura. Il Servizio conciliazione, infatti, può essere attivato dai clienti finali domestici e non domestici del settore elettrico, aventi diritto alla maggior tutela e del settore gas considerati vulnerabili, per le controversie insorte con un operatore (distributore e/o venditore di energia elettrica e/o di gas naturale) relative al servizio di energia elettrica e/o di gas naturale, con la sola esclusione delle controversie inerenti a profili tributari e fiscali, per le quali è prevista dalla legge una specifica riserva di competenza esclusiva. In esito alla fase sperimentale, è previsto l'allargamento dei beneficiari della procedura anche al *prosumer* (ossia al soggetto che è al contempo cliente di energia elettrica e produttore), limitatamente agli impianti di potenza fino a 10 MW.

Per far sì che la procedura *on line* non rappresenti un limite alla sua diffusione e accessibilità, è previsto che il cliente possa essere assistito nello svolgimento della procedura, ed eventualmente rappresentato, previa apposita delega, a transigere e a conciliare la controversia, anche da parte delle associazioni rappresentative dei clienti finali domestici o dei clienti finali non domestici.

In particolare, per tale attività di assistenza ed eventuale rappresentanza, alle associazioni dei clienti domestici è riconosciuto un contributo economico, a valere sul fondo



sanzioni, sulla base di un progetto (PAC) proposto dall'Autorità e approvato dal Ministero dello sviluppo economico (si veda in proposito il paragrafo "Rapporto con le associazioni dei clienti domestici e non domestici").

L'Autorità ha posto poi in essere tutti gli adempimenti necessari alla realizzazione operativa del Servizio conciliazione. In particolare, col pacchetto di provvedimenti del 15 novembre 2012, composto da tre delibere (475/2012/E/com, 476/2012/E/com, 477/2012/E/com), l'Autorità, integrando la delibera 260/2012/E/com, ha istituito un elenco degli operatori aderenti alle procedure di conciliazione e ha approvato il progetto operativo del Servizio conciliazione, sviluppato dall'Acquirente unico in attuazione di quanto previsto dalla delibera istitutiva. Tale elenco, che rappresenta un ulteriore strumento finalizzato a promuovere e a dare visibilità alla partecipazione degli operatori al Servizio conciliazione, è suddiviso tra distributori e venditori ed è a iscrizione volontaria. Infine, con la delibera 7 marzo 2013, 93/2013/E/com, l'Autorità ha apportato ulteriori modifiche e integrazioni alla disciplina di prima attuazione del Servizio conciliazione medesimo, che riguardano: i rapporti fra la procedura del Servizio conciliazione, la procedura di reclamo presso lo Sportello e altre procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie in una prospettiva di alternatività; l'obbligatoria partecipazione del distributore di

energia elettrica o gas, su richiesta del venditore, a titolo di ausilio tecnico nelle controversie con problematiche riconducibili anche alla sua sfera di responsabilità; l'effettività della tutela del cliente finale, con particolare riferimento alle situazioni di danni gravi e irreparabili, generate dal disservizio subito dal cliente finale.

In occasione dell'avvio, in fase sperimentale, del Servizio conciliazione, l'Autorità ha creato sul proprio sito internet un'apposita area dedicata alle conciliazioni.

Specifiche informazioni in merito alla tematica della risoluzione stragiudiziale delle controversie sono anche fornite dal *call center* dello Sportello, per mezzo di un pulsante dedicato. L'informazione rappresenta infatti lo strumento principale per permettere al cliente finale di orientarsi fra le procedure di conciliazione, con specifico riferimento a quelle rivolte ai clienti finali dei settori elettrico e gas, ossia il Servizio conciliazione e le conciliazioni paritetiche.

Per quanto riguarda le conciliazioni paritetiche, l'Autorità continua a sostenerle, attraverso la formazione del personale delle associazioni dei consumatori impegnato nelle conciliazioni e il riconoscimento di un contributo a tali associazioni in caso di esito positivo della procedura (si veda in proposito il paragrafo "Rapporto con le associazioni dei clienti domestici e non domestici").

---

## Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute

---

Per i clienti in stato di disagio economico, prosegue l'erogazione del bonus per le forniture di energia elettrica e di gas naturale. I bonus erogati nel corso del 2012 sono stati oltre 1,5 milioni. Le agevolazioni sono cumulabili, come è cumulabile l'agevolazione riconosciuta ai malati che utilizzano in casa apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita, rispetto ai quali sono state

introdotte numerose novità a partire dal 2013.

Il sistema è regolato nei suoi aspetti operativi dalla delibera 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, per l'energia elettrica come successivamente modificata e aggiornata, nonché dalla delibera 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09, come successivamente modificata e aggiornata.

**Bonus elettrico**

Alla data del 31 dicembre 2012 le domande di bonus presentate dai singoli cittadini che avevano superato tutti i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità, da parte dei Comuni e delle imprese distributrici di energia elettrica ammesse all'agevolazione, erano oltre 4,5 milioni, compresi i rinnovi. Le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione almeno una volta sono circa 2 milioni, le famiglie con bonus attivo nel 2012 sono state 951.570, di cui 17.200 hanno usufruito di un bonus elettrico poiché si trovavano in stato di disagio fisico.

Il valore della compensazione per l'anno 2013 è stato aggiornato contestualmente all'aggiornamento tariffario. Gli importi della compensazione sono riportati nelle tavole 4.13 e 4.14. Il valore della compensazione varia negli anni a seconda della spesa media del cliente domestico tipo<sup>20</sup>. Secondo le stime effettuate nei primi mesi dell'anno 2013, le compensazioni erogate per gli anni 2008, 2009, 2010, 2011 e 2012 hanno complessivamente un valore pari a circa 300 milioni di euro. Gli oneri connessi con l'erogazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di

energia elettrica sono inclusi tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico e sono coperti dalla componente As, pagata da tutti i clienti che non godono del bonus elettrico.

La legge 4 dicembre 2008, n. 190, ha previsto l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti che non lo avessero già richiesto autonomamente tramite il canale ordinario previsto dalla normativa.

Successivi decreti hanno stabilito poi che l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti venisse attuato tramite lo scambio di informazioni tra il sistema informativo di gestione del bonus sociale (SGate) e il sistema informativo di gestione della Carta acquisti (SICA), demandando all'Autorità la definizione delle modalità operative per rendere possibile l'integrazione.

Con la delibera 18 ottobre 2010, ARG/elt 175/10, sono state definite le modalità operative per consentire l'estensione del bonus ai beneficiari della Carta acquisti e il meccanismo è diventato operativo a partire da giugno 2011. Al 31 dicembre 2012 le famiglie che avevano usufruito dell'agevolazione tramite il circuito Carta acquisti in automatico, ossia senza dover presentare domanda per il bonus, erano circa 11.400.

**TAV. 4.13**

Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico

€/anno per punto di prelievo

	2008	2009	2010 e 2011	2012	2013
<b>DISAGIO ECONOMICO</b>					
Numerosità familiare 1-2 componenti	60	58	56	63	71
Numerosità familiare 3-4 componenti	78	75	72	81	91
Numerosità familiare oltre 4 componenti	135	130	124	139	155

**TAV. 4.14**

Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico

€/anno per punto di prelievo

	FASCIA MINIMA	FASCIA MEDIA	FASCIA MASSIMA
Extra consumo rispetto all'utente tipo <sup>(A)</sup> (kWh/anno)	fino a 600	tra 600 e 1.200	oltre 1.200
<b>Ammontare del bonus</b>			
Per clienti residenti con potenza installata fino a 3 kW	176	291	422
Per clienti con potenza installata superiore a 3 kW	415	526	636

(A) Utente domestico con consumo pari a 2.700 kWh/anno.

<sup>20</sup> Il decreto 28 dicembre 2007 prevede che il bonus produca una riduzione della spesa per la fornitura di energia elettrica dell'utente medio, pari indicativamente al 20%. Pertanto, ai sensi della delibera ARG/elt 117/08, il valore annuo del bonus viene aggiornato applicando, al valore in vigore nell'anno precedente, la variazione percentuale delle spesa media del cliente domestico tipo, con tariffa D2 e consumo pari a 2.700 kWh/anno, servito in maggior tutela, al netto degli oneri fiscali, registrata nei quattro trimestri antecedenti l'aggiornamento.



#### Bonus elettrico per clienti in stato di disagio fisico: nuovi criteri di calcolo

Con la delibera 2 agosto 2012, 350/2012/R/eel, sono state introdotte modifiche alla disciplina del bonus elettrico per i clienti in gravi condizioni di salute (bonus elettrico per disagio fisico), in applicazione del decreto del Ministero della salute 13 gennaio 2011, *Individuazione delle apparecchiature medico-terapeutiche alimentate a energia elettrica necessarie per il mantenimento in vita di persone in gravi condizioni di salute*, e secondo quanto previsto dalle disposizioni del decreto interministeriale 28 dicembre 2007.

Il bonus elettrico per disagio fisico, che in regime transitorio fino al 2012 corrispondeva a un unico importo standard indipendente dal tipo di apparecchiature e dai relativi consumi medi, a partire dall'1 gennaio 2013 è stato articolato in tre fasce (Tav. 4.14).

Il nuovo meccanismo tiene conto del tipo di apparecchiatura utilizzata, 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 di due raggruppamenti di potenza impegnata (fino a 3 kW e da 4,5 kW). La prima fascia di bonus è equiparata al bonus riconosciuto fino al 31 dicembre 2012.

Le nuove modalità di definizione del bonus elettrico per disagio fisico hanno anche una valenza retroattiva; è infatti stato previsto che i clienti i quali, al 31 dicembre 2012, usufruivano di bonus, possono sia presentare una richiesta di variazione apparecchiature, entro il 30 aprile 2013, per poter eventualmente usufruire di un bonus di importo superiore rispetto a quello già percepito, sia ricevere la differenza fra l'importo già ricevuto e quello spettante per un periodo compreso fra la data in cui hanno fatto domanda (se successiva al 31 dicembre 2010) e il 31 dicembre 2012, comunque per un massimo di due anni, in coerenza con il fatto che l'elenco delle apparecchiature è stato pubblicato dal Ministero della salute solo nel gennaio 2011. Una apposita comunicazione è stata inviata a tutti i titolari di bonus elettrico-fisico per informarli di tale possibilità.

Sono state inoltre realizzate iniziative di comunicazione finalizzate a raggiungere i potenziali soggetti beneficiari, anche mediante informazione e sensibilizzazione delle ASL, per dare massima

diffusione dell'informazione sia a coloro che già beneficiano del bonus, sia ai potenziali beneficiari.

#### Bonus gas

Con la delibera ARG/gas 88/09, l'Autorità ha definito le modalità operative del meccanismo di compensazione per la spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale.

Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del regime di compensazione, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, la componente GS, posta a carico dei clienti diversi dai clienti domestici.

Alla data del 31 dicembre 2012, le istanze di bonus gas che avevano superato tutti i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità da parte dei Comuni e delle imprese distributrici di gas, e che quindi sono state ammesse all'agevolazione, erano oltre due milioni, compresi i rinnovi. Le famiglie ad aver usufruito almeno una volta dell'agevolazione sono oltre un milione; le famiglie con un bonus attivo al 31 dicembre 2012 erano oltre 609.000.

Le compensazioni erogate per gli anni 2009, 2010, 2011, 2012 e 2013, quota ordinaria e retroattiva, hanno complessivamente un valore stimato in circa 200 milioni di euro.

Gli importi della compensazione per gli anni che vanno dal 2009 al 2013 sono riportati nella tavola 4.15. Il valore della compensazione per l'anno 2012 è stato definito contestualmente all'aggiornamento tariffario dello scorso dicembre.

Nei primi mesi del 2013, l'Autorità è intervenuta su segnalazione di clienti finali e di operatori per facilitare l'erogazione del bonus agli aventi diritto. In particolare, a seguito di segnalazioni da parte di cittadini, l'Autorità ha completato le modalità di riscossione del bonus gas attraverso bonifico domiciliato (modalità di erogazione del bonus gas per le forniture centralizzate e per la corresponsione delle quote retroattive), per consentire anche agli eredi degli aventi diritto di riscuotere il bonifico non riscosso *mortis causa*, introducendo l'apposita modulistica (delibera 7 febbraio 2013, 42/2013/R/gas).

Inoltre, per tener conto dei cambiamenti apportati dalla delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas, alla disciplina delle categorie d'uso, l'Autorità ha modificato in via transitoria le verifiche in capo ai distributori sulle domande di bonus gas presentate dai clienti finali. In particolare, è stato disposto che per ottenere il

bonus gas faccia fede la categoria d'uso del gas autodichiarata dal cliente finale nella domanda di richiesta presentata al Comune competente. Nel corso del 2013, nell'ambito dell'indagine conoscitiva descritta nel Capitolo 5 di questo Volume, verranno definiti nuovi criteri per tener conto della destinazione d'uso del gas.

**TAV. 4.15**

Ammontare del bonus gas  
per i clienti in stato  
di disagio economico

€/anno per punto di riconsegna

COMPENSAZIONE	2009	2010	2011	2012	2013
<b>ZONA CLIMATICA A/B</b>					
Famiglie fino a 4 componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	25	26	29	35	39
Riscaldamento	35	36	41	50	55
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	60	62	70	85	94
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	40	41	46	56	62
Riscaldamento	45	46	52	63	70
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	85	87	98	119	132
<b>ZONA CLIMATICA C</b>					
Famiglie fino a 4 componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	25	26	29	35	39
Riscaldamento	50	52	58	70	77
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	75	78	87	105	116
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	40	41	46	56	62
Riscaldamento	70	72	81	98	108
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	110	113	127	154	170
<b>ZONA CLIMATICA D</b>					
Famiglie fino a 4 componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	25	26	29	35	39
Riscaldamento	75	77	86	104	115
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	100	103	115	139	154
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	40	41	46	56	62
Riscaldamento	105	108	121	146	161
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	145	149	167	202	223
<b>ZONA CLIMATICA E</b>					
Famiglie fino a 4 componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	25	26	29	35	39
Riscaldamento	100	103	115	138	152
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	125	129	144	173	191
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	40	41	46	56	62
Riscaldamento	140	143	160	192	211
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	180	184	206	248	273
<b>ZONA CLIMATICA F</b>					
Famiglie fino a 4 componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	25	26	29	35	39
Riscaldamento	135	138	154	185	203
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	160	164	183	220	242
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	40	41	46	56	62
Riscaldamento	190	195	218	262	288
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	230	236	264	318	350



## Conformità della regolazione a tutela dei consumatori con gli Allegati delle direttive del Terzo pacchetto energia

La tavola 4.16 illustra lo stato di attuazione nel nostro Paese dei compiti che le direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE attribuiscono ai regolatori in tema di tutela dei clienti, quantomeno dei clienti

c.d. "civili". In sintesi, il quadro descritto nella tavola riporta, sia per il settore elettrico sia per quello del gas, gli adempimenti agli obblighi di tutela previsti.

LETT.	STATO DI ADEMPIMENTO
<b>COMMA 1</b>	
<i>Abbiano diritto a un contratto con il loro fornitore del servizio di energia elettrico/gas che specifichi una serie di aspetti.</i>	a) Tale obbligo è ottemperato dall'Allegato A alla delibera ARG/com 104/10 (Codice di condotta commerciale), il quale stabilisce le informazioni che devono essere fornite prima della conclusione di un contratto e le principali clausole che, pur fissate autonomamente dalle parti, devono essere contenute in un contratto. Lo stesso Codice di condotta commerciale prevede inoltre che i contratti vengano sempre consegnati al cliente finale anche su supporto durvole. Attualmente l'unico indennizzo non ancora previsto è quello relativo ai casi di fatturazione tardiva, mentre nei casi di fatturazione imprecisa la disciplina delle rettifiche di fatturazione consente al cliente di ottenere un indennizzo nel caso di un ritardo superiore a 90 giorni nella rettifica di una fattura già pagata. Per i clienti serviti in maggior tutela o in regime di tutela l'obbligo è ottemperato dalle delibere n. 200/99 e n. 229/01.
<i>Ricevano adeguata comunicazione dell'intenzione di modificare le condizioni contrattuali e sono informati del loro diritto di recedere al momento della comunicazione</i>	b) L'art. 13 del Codice di condotta commerciale prevede che il cliente debba essere preavvisato con 90 giorni di anticipo delle modifiche contrattuali e abbia diritto di recedere senza costi, se non concorda con le nuove condizioni. La facoltà di modifica unilaterale deve essere esplicitamente prevista nel contratto, altrimenti non può essere esercitata.
<i>Ricevano informazioni sui prezzi e sulle tariffe vigenti e sulle condizioni tipo per quanto riguarda l'accesso ai servizi di energia elettrica e gas e l'uso dei medesimi.</i>	c) L'art. 10 del Codice di condotta commerciale prevede che nei contratti sia presente una sezione sintetica in cui vengano chiaramente espressi i costi che il cliente sopporta per la fornitura di energia elettrica e gas. Inoltre, il Titolo IV, sempre del Codice di condotta commerciale, prevede che almeno ai clienti domestici venga consegnata una scheda di confronto della spesa annua che i clienti sosterebbero aderendo a una determinata offerta, completa della illustrazione degli eventuali oneri connessi con la richiesta di prestazioni diverse.
<i>Dispongano di un'ampia gamma di metodi di pagamento.</i>	d) Non vi sono obblighi connessi con la molteplicità dei metodi di pagamento, tuttavia, nel caso dei clienti serviti in regime di maggior tutela o di tutela, almeno una modalità di pagamento deve essere gratuita.

### TAV. 4.16

Stato di adempimento dell'art. 37, lettera n), e dell'art. 41, lettera o), delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE

Articoli che tutelano i consumatori, assegnando al regolatore l'obbligo di garantire, anche in collaborazione con altre Autorità, l'implementazione dell'Allegato 1, *Misure sulla tutela dei consumatori*

## TAV. 4.16 - SEGUE

Stato di adempimento dell'art. 37, lettera n), e dell'art. 41, lettera o), delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE

Articoli che tutelano i consumatori, assegnando al regolatore l'obbligo di garantire, anche in collaborazione con altre Autorità, l'implementazione dell'Allegato 1, *Misure sulla tutela dei consumatori*

LETT.	STATO DI ADEMPIMENTO
<b>COMMA 1</b>	
<i>Le condizioni generali devono essere eque e trasparenti, specificate in un linguaggio chiaro e comprensibile. I clienti devono essere protetti dai metodi di vendita sleali e ingannevoli.</i>	L'art. 10 del Codice di condotta commerciale prevede che i contratti siano redatti utilizzando un carattere di stampa leggibile e un linguaggio chiaro e comprensibile per tutti i clienti finali. Nei settori elettrico e gas, con la delibera 153/2012/R/com sono state rafforzate e ampliate le misure preventive, già prefigurate dal Codice di condotta commerciale, volte a contrastare possibili pratiche scorrette poste in essere nei confronti dei clienti finali al momento del contatto funzionale alla sottoscrizione di una nuova offerta; è stata inoltre messa a punto una procedura volontaria volta a ripristinare la situazione contrattuale precedente all'eventuale contratto non richiesto. Una competenza generale in tema di metodi di vendita sleali e ingannevoli è poi in capo all'Autorità garante della concorrenza e del mercato.
<i>Non devono sostenere spese per cambiare fornitore.</i>	e) Non sono previsti oneri a carico del cliente finale per il cambio di fornitore.
<i>Beneficio di procedure trasparenti, semplici e poco onerose per l'esame dei reclami.</i>	f) La regolazione della qualità commerciale della vendita (Allegato A alla delibera ARG/com 164/08) prevede che i venditori rispondano ai reclami dei clienti in modo completo in un tempo massimo di 40 giorni solari. Il mancato rispetto di questo obbligo comporta l'erogazione di un indennizzo automatico a favore del cliente.
<i>Beneficio di informazioni sui loro diritti in materia di servizio universale (clienti elettrici) o sui loro diritti o essere approvigionati a prezzi ragionevoli (clienti gas).</i>	g) Le informazioni di riferimento per i consumatori sono contenute nel sito web dell'Autorità, nell'apposita pubblicazione <i>Atlante dei diritti del consumatore di energia</i> . Le informazioni sono disponibili anche attraverso il <i>call center</i> dello Sportello per il consumatore di energia che costituisce il punto unico di contatto nazionale sia per il settore elettrico, sia per il settore del gas.
<i>Possono disporre dei propri dati di consumo e consentire a qualsiasi impresa di fornitura registrata di accedere, in base a un accordo espresso e a titolo gratuito, ai dati relativi ai propri consumi.</i>	h) In corso di definizione.
<i>Sono adeguatamente informati del consumo effettivo e dei relativi costi con frequenza tale da consentire loro di regolare il proprio consumo.</i>	i) I dati sui consumi raccolti dal distributore con frequenza mensile per il settore elettrico e con frequenza diversa a seconda del consumo annuo per il settore del gas (mensile, trimestrale o quadrimestrale) vengono riportati in bolletta.
<i>Ricevano un conguaglio definitivo o seguito di cambio fornitore non oltre 6 settimane dopo aver effettuato il cambiamento di fornitore.</i>	jl) Non vi sono obblighi connessi con i tempi di emissione del conguaglio definitivo.
<b>COMMA 2</b>	
<i>Gli Stati membri assicurano l'attuazione di sistemi di misurazione intelligenti, che favoriscono la partecipazione attiva dei consumatori nel mercato della fornitura di energia elettrica e di gas naturale.</i>	Nel settore elettrico il <i>roll out</i> degli <i>smart meters</i> è pressoché completato. Nel settore del gas naturale, con la delibera 28/12/R/gas, l'Autorità ha proposto un aggiornamento delle tempistiche per il <i>roll out</i> dei contatori gas già previste dalla delibera ARG/gas 155/08.



## Efficienza energetica negli usi finali

Il 2012 è stato l'ottavo anno di attuazione del meccanismo dei c.d. "certificati bianchi" o "Titoli di efficienza energetica" (TEE), che l'Autorità regola e gestisce sin dalla sua prima introduzione<sup>21</sup>. Nel corso del 2012 l'attività svolta dall'Autorità ha riguardato:

- l'adeguamento della regolazione tecnica ed economica del meccanismo al decreto ministeriale 5 settembre 2011, in materia di regime di sostegno alla cogenerazione ad alto rendimento;
- l'attuazione del nuovo regolamento in materia di gare per l'attribuzione del servizio di distribuzione del gas naturale, approvato con il decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, con particolare riferimento alla valorizzazione degli investimenti in efficienza energetica;
- la gestione del meccanismo attraverso: la valutazione degli interventi presentati dagli operatori per l'ottenimento dei TEE e la certificazione dei risparmi energetici conseguiti; l'assegnazione e la verifica di conseguimento degli obiettivi annuali di risparmio energetico da parte dei distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi; l'erogazione del relativo contributo tariffario ai distributori adempienti; l'irrogazione di sanzioni nei confronti dei

distributori inadempienti agli obblighi e di una società di servizi energetici per violazione della regolazione e della normativa di settore emersa nell'ambito di controlli a campione;

- il monitoraggio dei risultati quantitativi conseguiti dal meccanismo, inclusa la predisposizione dei relativi rapporti statistici, pubblicati nei mesi di aprile e ottobre 2012, nei quali sono stati presentati i risultati conseguiti, rispettivamente, al 31 dicembre 2011 e al 31 maggio 2012.

Il decreto interministeriale 28 dicembre 2012, *Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi*, ha definito inclusi gli obiettivi da perseguirsi con il meccanismo negli anni dal 2013 al 2016, e ha introdotto alcune modifiche alla sua struttura e al suo modello di *governance*. L'attività svolta dall'Autorità nei primi mesi del 2013 è stata orientata alla prima attuazione di queste nuove disposizioni normative, che sono così sintetizzabili:

- sono stati definiti gli obiettivi nazionali di risparmio energetico per il quadriennio 2013-2016, di entità crescente da 5,5 a 9,5

<sup>21</sup> Il meccanismo è stato introdotto con i decreti ministeriali 24 aprile 2001, successivamente sostituiti dai decreti ministeriali 20 luglio 2004, che hanno affidato all'Autorità il compito di definirne e aggiornarne la regolazione tecnica ed economica attuativa, gestirne l'attuazione, monitorarne i risultati e proporre modifiche o integrazioni della normativa orientate ad aumentarne l'efficacia o a superare eventuali criticità. Il quadro normativo di riferimento è stato poi aggiornato dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, dal decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, e dal decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

Mtep (tonnellate di petrolio equivalenti)/anno;

- è stato esteso il novero dei soggetti che possono partecipare volontariamente al meccanismo (pur non essendo soggetti ad alcun obbligo di risparmio energetico);
- è stata definita la disciplina del cumulo tra TEE e altri meccanismi di incentivazione dell'efficienza energetica;
- sono stati modificati i criteri di *enforcement*, estendendo a due anni la possibilità di compensare le inadempienze agli obblighi senza incorrere in sanzioni e differenziando la soglia minima di adempienza tra il primo e il secondo biennio di attuazione del nuovo decreto; è stato disposto che i proventi delle sanzioni irrogate nell'ambito del meccanismo andranno a finanziare l'erogazione del contributo tariffario previsto a beneficio dei distributori che adempiono agli obblighi di risparmio energetico;
- è stata data attuazione a quanto previsto dal decreto legislativo n. 28/11 in materia di trasferimento dall'Autorità al GSE delle attività di gestione, valutazione e certificazione dei risparmi energetici correlati ai progetti realizzati nell'ambito del meccanismo e, in aggiunta, dell'attività di verifica annuale di conseguimento degli obiettivi da parte dei distributori obbligati; è stata invece trasferita al Ministero dello sviluppo economico la ripartizione degli obiettivi annuali nazionali tra i distributori obbligati, precedentemente identificati dall'Autorità, sulla base dei dati da quest'ultima raccolti in relazione alla loro quota di mercato della distribuzione;
- è stato disposto il trasferimento al Ministero dello sviluppo economico e al Ministero dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare della competenza in materia di regolazione tecnica del sistema relativa, in particolare, sia all'aggiornamento delle *Linee guida* per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei risparmi energetici conseguiti dai progetti, sia allo sviluppo delle schede tecniche per la valutazione semplificata di tali risparmi, su proposta di Enea e della società Ricerca sul sistema energetico (RSE);
- è stato disposto che i criteri per la copertura dei costi sostenuti dai soggetti obbligati per il conseguimento degli obiettivi annuali, la cui definizione rimane di competenza dell'Autorità, dovranno essere tali da riflettere l'andamento del prezzo dei TEE riscontrato sul mercato ed è stata prevista

la definizione di un valore massimo di riconoscimento;

- sono state adottate 18 nuove schede tecniche, proposte da Enea, che, per divenire operative, dovranno essere integrate nel sistema informativo di gestione del sistema dal GSE;
- è stato introdotto un regime speciale per i c.d. "grandi progetti" (con risparmi pari ad almeno 35.000 tep/anno e una vita tecnica superiore a 20 anni), che verranno valutati direttamente dal Ministero dello sviluppo economico. A tali progetti vengono riconosciute sia la facoltà di optare per un regime che assicuri un valore costante del certificato per l'intera vita utile dell'intervento secondo criteri definiti dall'Autorità, sia la possibilità di beneficiare di premialità fino al 50% (in termini di coefficienti moltiplicativi dei certificati bianchi rilasciati) in funzione del grado di innovazione tecnologica e/o dell'impatto sulla riduzione delle emissioni in atmosfera;
- sono state definite misure di accompagnamento di varia natura, che dovranno essere assicurate dall'Enea.

A seguito delle modifiche apportate dal suddetto decreto sono quindi in capo all'Autorità le seguenti funzioni:

- definizione dei criteri per la determinazione del contributo tariffario da erogarsi ai distributori adempienti agli obblighi e di quelli per il suo aggiornamento periodico;
- definizione del regime economico speciale opzionale di cui sopra per i "grandi progetti";
- regolazione degli scambi di certificati bianchi sul mercato spot e su quello bilaterale;
- una funzione consultiva sulle ipotesi di aggiornamento delle *Linee guida* del meccanismo, di cui è prevista la pubblicazione, previa consultazione pubblica, entro l'inizio di luglio 2013 per entrare in vigore nel gennaio 2014;
- definizione dei criteri per la determinazione delle sanzioni da irrogarsi ai distributori adempienti e delle sanzioni previste in caso di esiti negativi di controlli a campione sui progetti effettuati dal GSE;
- definizione delle modalità di copertura (attraverso le tariffe dell'energia elettrica e del gas) degli oneri sostenuti da GSE, Enea e RSE per tutte le attività previste dal decreto, per la



parte non coperta da altre fonti di finanziamento o a carico delle tariffe dell'energia elettrica e del gas;

- individuazione dei distributori soggetti agli obblighi ogni anno e raccolta dei dati necessari per la successiva ripartizione tra di essi dell'obiettivo annuale;
- una generale funzione di supervisione del rispetto delle regole da parte di tutti i soggetti ammessi a beneficiare del rilascio dei certificati bianchi.

Nel dicembre 2012 è stato adottato anche il decreto interministeriale (c.d. "Conto energia termico") previsto dal decreto legislativo n. 28/11, per gli interventi di efficienza energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili termiche di piccole dimensioni e alimentato dalle tariffe del gas naturale. Il decreto ha affidato all'Autorità alcuni compiti in materia tariffaria e di definizione del c.d. "contratto tipo".

Infine, il 25 ottobre 2012 è stata pubblicata la nuova direttiva

2012/27/CE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE.

Oltre a introdurre in forma stabile nell'ordinamento europeo lo strumento dei certificati bianchi (art. 7), il provvedimento attribuisce nuovi importanti compiti alle Autorità di regolazione degli Stati membri, con riferimento alla promozione sia dell'efficienza energetica in tutte le fasi della filiera (fino agli usi finali), sia della gestione della domanda (*demand response*); ciò con l'obiettivo di aumentarne la flessibilità attraverso la modulazione dei consumi finali, contribuendo in tal modo al conseguimento di importanti benefici di natura economica e di sicurezza del sistema energetico. L'Autorità ha seguito i lavori di preparazione della direttiva nell'ambito del Consiglio europeo dei regolatori dell'elettricità e del gas (CEER) e ha iniziato a valutare l'impatto delle citate disposizioni sulla regolazione nazionale.

---

## Attività di regolazione

---

---

### Adeguamento della regolazione tecnico-economica

---

Il 18 maggio 2012, con le delibere 197/2012/R/cfr e 203/2012/R/cfr l'Autorità ha ulteriormente adeguato la regolazione del meccanismo dei TEE a quanto previsto dal decreto ministeriale 5 settembre 2011 in materia di cogenerazione ad alto rendimento, prevedendo in particolare l'introduzione di una nuova tipologia di TEE (il tipo II-CAR, in aggiunta ai già esistenti tipi I, II, III, IV e V), necessaria per consentire l'attuazione del nuovo regime di sostegno e per mantenere al contempo la capacità del meccanismo di contabilizzare in modo trasparente sia le riduzioni dei consumi delle diverse forme di energia, sia l'impatto dei suddetti certificati sul funzionamento e sui risultati complessivi. Con lo stesso provvedimento, l'Autorità ha disposto il conseguente adeguamento del regolamento del mercato e del regolamento del registro e delle transazioni bilaterali dei TEE da parte del GME.

Con la delibera 14 febbraio 2013, 53/2013/R/cfr, la regolazione

economica del meccanismo è stata aggiornata, tenuto conto di quanto disposto dal citato decreto 28 dicembre 2012. In particolare, sono stati aggiornati i due regolamenti che governano il mercato organizzato e il registro per le transazioni bilaterali dei certificati bianchi, prevedendo l'introduzione di due ulteriori tipologie di TEE (tipo IN e tipo E), al fine di garantire un efficace monitoraggio dei TEE che in futuro potranno essere emessi, in applicazione della nuova disciplina inerente alle premialità per i "grandi progetti" e alle cui emissioni non è dunque associabile un effettivo risparmio di energia. In aggiunta, in considerazione dell'aumento del numero di operatori e dei volumi scambiati già registratosi negli anni scorsi, nonché di quello ulteriore atteso per effetto di quanto previsto dal citato decreto, il provvedimento ha istituito un sistema di monitoraggio del mercato e del registro dei TEE i cui criteri e modalità di funzionamento verranno definiti dall'Autorità con successivo provvedimento. È stata infine delineata la disciplina per l'eventuale rilascio di TEE a persone

fisiche non dotate di partita IVA, prevista dal decreto ministeriale 5 settembre 2011 in materia di cogenerazione ad alto rendimento.

#### Identificazione dei distributori obbligati nell'anno 2013 e raccolta dei dati necessari alla determinazione dei rispettivi obiettivi specifici

Nelle more del decreto interministeriale di definizione degli obiettivi di risparmio energetico da conseguirsi con il meccanismo dei TEE successivamente al 2012, con la delibera 11 ottobre 2012, 408/2012/R/efr, è stata avviata la raccolta delle informazioni e dei dati necessari per identificare i distributori obbligati nell'anno 2013, sulla base dei criteri previsti dalla vigente normativa (distributori con almeno 50.000 clienti finali allacciati alla propria rete nel 2011), e per consentire la successiva ripartizione tra di essi dell'obiettivo per l'anno 2013. Con tale provvedimento, l'Autorità ha inoltre riproposto i principali criteri generali per la definizione dei futuri obiettivi di risparmio energetico, in larga parte già indicati nell'ambito del quinto e del sesto *Rapporto Annuale* sul meccanismo.

Con la delibera 24 gennaio 2013, 11/2013/R/efr, l'Autorità ha trasmesso al Ministero dello sviluppo economico e al GSE i dati e le informazioni raccolti in esito a tale procedimento, necessari per la successiva determinazione, con apposito decreto ministeriale, della quota dell'obiettivo 2013 (pari a 5,3 Mtep/anno) in capo a ciascun distributore obbligato.

#### Investimenti in efficienza energetica nell'ambito delle gare per la distribuzione del gas naturale

Con il documento per la consultazione 25 ottobre 2012, 433/2012/R/efr, l'Autorità ha presentato i propri primi orientamenti in merito alle modalità operative con le quali dare

attuazione al disposto del decreto ministeriale n. 226/11, che, tra le condizioni economiche oggetto delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale, inserisce anche gli investimenti per il miglioramento dell'efficienza energetica. Tali investimenti dovranno essere relativi agli usi finali di gas naturale effettuati nell'ambito gestito e dare luogo all'emissione di TEE, nonché risultare addizionali rispetto agli obiettivi annuali posti in capo al distributore dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e s.m.i.

Il documento esamina in dettaglio le interazioni tra le previsioni del regolamento e il quadro normativo e regolatorio del meccanismo dei TEE, evidenziando le criticità e le incertezze che sono state in parte risolte dal successivo decreto ministeriale. Nel documento:

- si evidenzia come il regolamento preveda che gli impegni di riduzione dei consumi di gas naturale, assunti dai candidati gestori in sede di gara, siano formulati in termini di incremento percentuale costante rispetto all'obiettivo di risparmio attribuibile annualmente a quell'ambito, e come ciò induca rischi e incertezze per i gestori che, al momento della gara, possono conoscere l'entità degli obiettivi nazionali per non più di quattro anni sui dodici totali di durata della concessione;
- si avanzano le prime proposte relative a possibili nuove procedure da adottare per consentire la verifica dei vincoli imposti dal regolamento in merito alla localizzazione geografica e alla tipologia di investimenti valorizzabili nell'ambito delle gare, alla luce del fatto che l'attuale meccanismo dei TEE non consente di differenziarli in modo semplice in funzione dell'intervento che li ha generati e dell'area geografica in cui questo è stato realizzato.

## Attività di gestione

Il decreto 28 dicembre 2012 ha disposto che il trasferimento dall'Autorità al GSE delle attività di gestione, valutazione e certificazione dei risparmi energetici correlati ai progetti avvenisse

entro il 2 febbraio 2013 e che, prima di tale data, venissero trasferite al GSE tutte le informazioni disponibili per ciascun progetto presentato e fosse reso operativo l'utilizzo delle banche



dati e degli altri strumenti gestionali esistenti. Pertanto, con la delibera 10 gennaio 2013, 1/2013/R/efr, l'Autorità ha adottato misure urgenti in tal senso, approvando un *Accordo quadro operativo* tra i propri Uffici tecnici e il GSE, atto a garantire il rispetto di tali tempistiche e della continuità dell'azione amministrativa.

In ragione di tale accordo, i servizi informatici *on line* sviluppati e resi disponibili dall'Autorità sul proprio sito internet fin dal 2005, per consentire la presentazione e la valutazione dei progetti e la certificazione dei risparmi da questi generati, sono stati disattivati nella seconda metà del mese di gennaio 2013 e sono stati riattivati nel mese successivo a cura del GSE.

Oggetto del citato accordo è stata anche la definizione delle modalità con le quali:

- l'Autorità, in conformità al suddetto decreto, da un lato, completa la valutazione delle richieste di verifica e certificazione delle proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo che, rispettivamente, sono state trasmesse dagli operatori prima del trasferimento al GSE (2 febbraio 2013) o di cui era stata completata l'istruttoria tecnica prima dell'entrata in vigore del decreto stesso (3 gennaio 2013) e, dall'altro lato, garantisce per un anno al GSE l'assistenza tecnica nelle attività di valutazione e certificazione dei risparmi;
- il GSE garantisce all'Autorità l'accesso a tutte le informazioni e a tutti i dati necessari per l'esercizio delle funzioni di sua competenza.

#### Valutazione di proposte di progetto e di programma di misura

L'attività di valutazione delle proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo è stata condotta con il supporto di Enea (la convenzione con Enea in scadenza a giugno 2012 è stata prorogata fino alla fine del 2012) e di RSE (con cui l'Autorità ha stipulato una nuova convenzione nel mese di novembre 2012). Tale attività ha comportato l'analisi puntuale della rispondenza al disposto normativo e regolatorio dei contenuti delle proposte presentate dagli operatori fino al 2 gennaio 2013. Nel complesso, tra l'1 aprile 2012 e il 31 gennaio 2013 sono state valutate 320 proposte (pari a circa un terzo del numero totale di proposte valutate dall'avvio del meccanismo), di cui circa il 93% sono state approvate.

#### Verifica e certificazione dei risparmi energetici

Dalla data di avvio del meccanismo, 1 gennaio 2005, all'1 febbraio 2013, quando è stato completato il citato trasferimento dei sistemi informativi al GSE, sono pervenute all'Autorità circa 12.200 richieste di verifica e certificazione dei risparmi, relative a circa 18.700 interventi realizzati presso i consumatori finali. Le richieste sono state presentate nell'8% dei casi da distributori obbligati (ottenendo la certificazione del 10% dei risparmi totali) e nel restante 92% dei casi da soggetti non obbligati (ottenendo la certificazione del 90% dei risparmi), con una predominanza di società di servizi energetici. Nell'ultimo anno sono state presentate all'Autorità più di 4.500 richieste.

L'1 febbraio 2013 i risparmi di energia primaria complessivamente certificati dall'Autorità ammontavano a 17.494.976 tep, rispetto a un obiettivo cumulato da conseguirsi entro la fine di maggio dello stesso anno pari a 22.101.051 milioni di tep. I risparmi certificati sono stati conseguiti attraverso:

- interventi sui consumi elettrici nel settore domestico (per esempio, illuminazione, scaldacqua elettrici, piccoli sistemi fotovoltaici, elettrodomestici, pompe di calore, sistemi di condizionamento: 41% circa);
- interventi sui consumi per riscaldamento nell'edilizia civile e terziaria (per esempio, caldaie e scaldacqua ad alta efficienza, isolamenti termici degli edifici, solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria: 21% circa);
- interventi di varia natura nel settore industriale (per esempio, sistemi di cogenerazione per usi di processo, sistemi di decompressione del gas, motori ad alta efficienza, installazione di *inverter*, gestione calore: 32% circa);
- interventi di miglioramento dell'efficienza energetica degli impianti di illuminazione pubblica (3% circa);
- interventi su sistemi di generazione e distribuzione di vettori energetici in ambito civile (per esempio, interventi su sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento: 3% circa).

Il confronto tra questa ripartizione percentuale e quelle registrate nel corso degli anni precedenti evidenzia un forte incremento del peso degli interventi nel settore industriale, cresciuti di dieci punti solo nell'ultimo anno, a discapito di quello degli interventi nel settore civile e relativi in particolare all'illuminazione privata;

sostanzialmente sempre invariate rimangono invece le quote riguardanti i contributi forniti dagli interventi inerenti a fabbisogni termici in ambito civile, illuminazione pubblica e cogenerazione/ teleriscaldamento, sempre in ambito civile.

Per comprendere appieno queste variazioni, è importante ricordare che, per effetto dell'entrata in vigore delle nuove *Linee guida* (delibera 27 ottobre 2011, EEN 9/11, per l'illustrazione della quale si rimanda al Volume II, della *Relazione Annuale* 2012), tutti i risparmi energetici certificati con riferimento a periodi successivi all'1 novembre 2011 hanno avuto diritto all'emissione di un ammontare di certificati maggiore rispetto al periodo precedente; mentre fino a quella data i risparmi energetici venivano contabilizzati *ex post* per un numero convenzionale di anni fissato dalla normativa (c.d. "vita utile", pari a 5 per la maggior parte degli interventi), con le nuove *Linee guida*, nel corso dello stesso numero di anni, è stata anticipata anche la certificazione dei risparmi che verranno conseguiti tra la fine della vita utile e la conclusione della vita tecnica effettiva delle tecnologie installate, in modo tale da indurre una maggiore incentivazione complessiva degli interventi più durevoli (ossia gli interventi con una vita tecnica più lunga, quali per esempio quelli sull'involucro edilizio e nell'industria).

Questa modifica della regolazione tecnica ha influenzato anche il peso relativo delle diverse tipologie di interventi

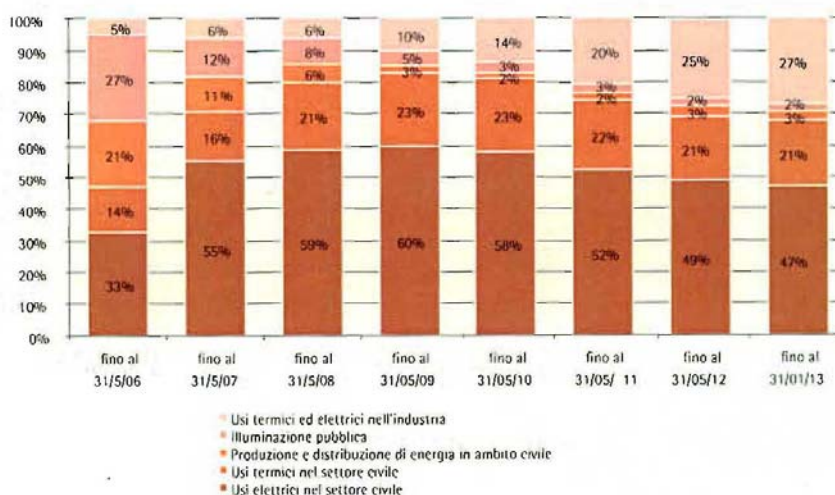
considerate nella ripartizione percentuale dei TEE emessi: nei 15 mesi intercorsi tra l'1 novembre 2011 e il 31 gennaio 2013, gli interventi nel settore industriale, caratterizzati da una vita tecnica media compresa tra 10 e 20 anni, sono stati incentivati maggiormente rispetto agli interventi mirati a ridurre i consumi elettrici nel settore civile, con vite tecniche comprese tra 5 e 15 anni. Per rendere confrontabili i dati registrati nei primi 6 anni e mezzo del meccanismo con quelli degli ultimi 15 mesi è dunque necessario fare riferimento al volume di risparmi energetici conseguiti nel corso dei soli anni di vita utile convenzionale (c.d. "risparmi netti contestuali"), anziché al volume di TEE emessi (Fig. 4.6).

Di 17.494.976 tep di risparmi certificati fino al 31 gennaio 2013, 14.917.486 tep corrispondevano a risparmi effettivamente conseguiti fino a quel momento (contestuali), mentre i restanti 2.577.490 tep corrispondevano all'anticipo di risparmi che sarebbero stati conseguiti in futuro, dopo il termine della vita utile convenzionale, e rappresentano dunque anche il contributo delle nuove *Linee guida* al conseguimento degli obiettivi annuali successivi.

Con riferimento ai risparmi totali certificati, gli Uffici dell'Autorità hanno autorizzato il GME all'emissione di un pari volume di TEE. Nel complesso, fino alla data di riferimento sopra indicata, è stata autorizzata l'emissione di 9.904.834 TEE di tipo I (attestanti cioè

FIG. 4.6

Evoluzione nel tempo della ripartizione tra settori d'intervento dei "risparmi netti contestuali" certificati dall'avvio del meccanismo



Fonte: AEEG.

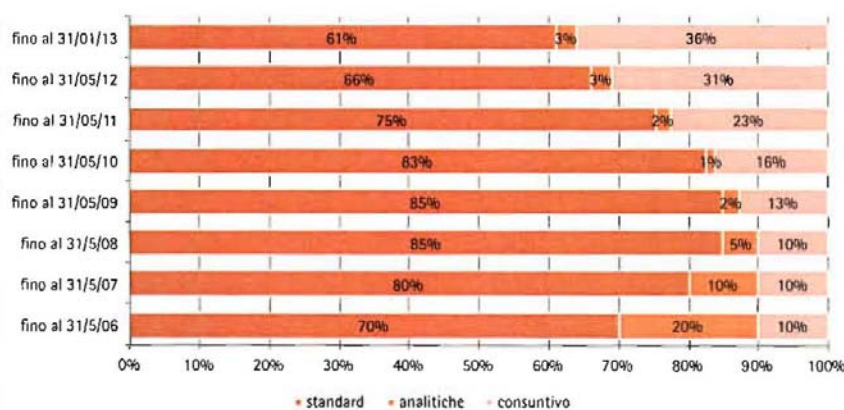


risparmi di energia elettrica), 4.848.690 TEE di tipo II (attestanti cioè risparmi di gas naturale), 2.741.452 TEE di tipo III (attestanti cioè risparmi di combustibili solidi e liquidi non utilizzati per autotrazione). Questi dati confermano la tendenza, già mostrata nei due anni precedenti e perfettamente congruente con quanto sopra osservato, in merito all'evoluzione delle tipologie d'intervento: la progressiva forte riduzione del peso percentuale dei risparmi di energia elettrica (passati dal 75% circa registrato nei primi cinque anni al 56% cumulato fino alla data di riferimento) in favore di un maggior peso dei risparmi di gas naturale (28%) e gasolio (16%).

I TEE emessi sono stati negoziati nell'ambito delle sessioni del mercato organizzate dal GME sulla base di regole approvate dall'Autorità, ovvero tramite contrattazione bilaterale.

L'incremento della quota di risparmi generati nel settore industriale

e il riequilibrio tra risparmi di energia elettrica e di combustibili liquidi e gassosi sono da ricondurre in larga misura al maggior favore che, nel corso degli ultimi anni, ha riscosso il metodo di valutazione dei risparmi energetici a consuntivo rispetto alla precedente preferenza per le valutazioni basate su schede tecniche standardizzate e analitiche<sup>22</sup>. A tale proposito, si ricorda come i metodi di valutazione basati su schede tecniche furono introdotti nel meccanismo dall'Autorità nel 2003 con la pubblicazione delle prime *Linee guida* (delibera 18 settembre 2003, n. 103) e che nei primi quattro anni di funzionamento del meccanismo garantirono l'emissione di circa il 90% dei TEE totali; dall'anno d'obbligo 2009 tale quota andò poi gradualmente riducendosi in favore delle più complesse, ma più precise, metodologie di valutazione a consuntivo, che sono arrivate a produrre oltre un terzo del totale dei TEE emessi (Fig. 4.7).



Fonte: AEEG.

FIG. 4.7

Evoluzione nel tempo della ripartizione tra metodologie di valutazione dei risparmi certificati dall'avvio del meccanismo

#### Accreditamento di società di servizi energetici e di soggetti con energy manager

Nel corso dell'anno è proseguita l'attività di accreditamento delle società operanti nel settore dei servizi energetici e dei soggetti con responsabile per la gestione dell'energia (c.d. *energy manager* ai sensi della legge 9 gennaio 1991, n. 10) all'utilizzo del sistema informativo per l'accesso ai TEE. L'1 febbraio 2013 risultavano

accreditate circa 2.432 società di servizi energetici, con una crescita di circa il 16% rispetto all'anno precedente, e 70 soggetti con *energy manager* (59% in più rispetto all'anno precedente). Di questi circa 2.500 soggetti accreditati totali, il 37% di quelli con *energy manager* e il 15% delle società di servizi energetici hanno presentato progetti e ottenuto l'emissione di TEE<sup>23</sup>. L'elenco completo delle 371 società di servizi energetici "attive" è stato disponibile e continuamente aggiornato sul sito internet

<sup>22</sup> Si consideri a tale proposito che l'82% dei TEE di tipo I è stato finora generato da progetti di tipo standardizzato.

<sup>23</sup> Come già segnalato nelle precedenti versioni della *Relazione Annuale*, l'accREDITAMENTO al sistema da parte delle società di servizi energetici risulta trainato anche da finalità del tutto estranee a quelle del meccanismo dei TEE. Questo spiega la costante discrepanza tra numero di società accreditate e numero di società attive.

dell'Autorità fino all'1 febbraio 2013, data in cui è avvenuto il trasferimento al GSE dei sistemi informativi per la presentazione, la valutazione e la certificazione dei progetti.

#### Verifica del raggiungimento degli obiettivi specifici per l'anno 2010 ed erogazione del contributo tariffario

Entro il 31 maggio 2012, ai sensi della delibera 23 maggio 2006, n. 98, parte dei TEE fino ad allora emessi è stata consegnata all'Autorità dai distributori obbligati, ai fini della verifica di conseguimento dell'obiettivo per l'anno 2011. I TEE consegnati sono risultati coprire il 69,4% dell'obiettivo 2011<sup>24</sup>, oltre a consentire la compensazione di 45 delle 46 inadempienze all'obiettivo 2010. La quota di inadempienza all'obiettivo 2011 deriva dal fatto che:

- un distributore gas non ha inviato alcuna comunicazione inerente all'anno d'obbligo, così come già era avvenuto per l'anno precedente, e per questo motivo è stato dunque oggetto dell'avvio di un procedimento sanzionatorio per l'accertamento della violazione (delibera 15 novembre 2012, 472/2012/S/efr);
- 37 distributori (6 elettrici e 31 gas) hanno richiesto l'annullamento di una quantità di TEE inferiore al proprio obiettivo 2011, usufruendo dei margini di flessibilità concessi dalla normativa<sup>25</sup>;
- nessun distributore ha richiesto l'annullamento di una quantità di TEE inferiore al proprio obiettivo senza che venisse raggiunta la quota del 60%, a differenza di quanto accaduto l'anno precedente.

Sulla base di tali esiti, con la delibera 20 settembre 2012, 367/2012/R/efr, l'Autorità ha dato disposizioni alla CCSE ai fini della corresponsione del contributo tariffario spettante ai distributori totalmente o parzialmente adempienti al proprio obiettivo aggiornato per l'anno 2011, per complessivi 235.941.039 € a valere sul Conto oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, e ulteriori 260.331.005 € a valere sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti

rinnovabili nel settore del gas naturale.

L'ammontare complessivamente corrisposto dalla CCSE ai distributori obbligati nel corso dei primi sette anni di funzionamento del meccanismo è risultato dunque pari a 1.354 milioni di euro, a fronte della consegna per annullamento di 14.418.954 TEE totali. Il costo medio unitario, è dunque risultato pari a circa 94 €/tep, derivante dall'applicazione, negli anni d'obbligo 2009 e 2011, della formula di aggiornamento automatico del valore del contributo tariffario unitario introdotto con la delibera 29 dicembre 2008, EEN 36/08, che, tenendo conto dei forti incrementi registrati nei prezzi dell'energia in quegli anni, ha consentito una riduzione del contributo tariffario unitario, rispetto al valore forfettario di 100 € adottato nei primi quattro anni.

#### Rapporti statistici intermedi

In attuazione di quanto previsto dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, nell'aprile e nell'ottobre 2012 l'Autorità ha predisposto e pubblicato i due rapporti statistici intermedi in merito all'anno d'obbligo 2011 (relativi, rispettivamente, ai periodi giugno-dicembre 2011 e gennaio-maggio 2012), che contengono statistiche inerenti all'andamento delle certificazioni dei risparmi energetici, dettagliate per regione e divise per ciascuna delle schede tecniche in vigore, nonché un elenco delle certificazioni dei risparmi effettuate per interventi a consuntivo con i risparmi ottenuti o attesi.

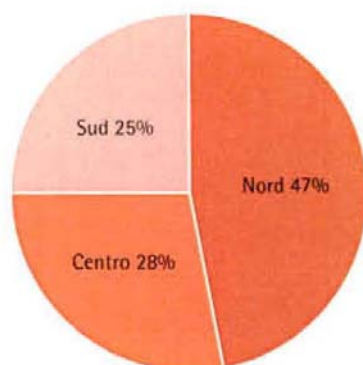
Entrambi i rapporti presentano nella prima parte i dati relativi ai risparmi energetici conseguiti e certificati complessivamente a livello nazionale e, nella seconda parte, venti schede regionali, nelle quali i dati nazionali vengono declinati per ogni regione italiana.

Con riferimento alla distribuzione geografica dei risparmi energetici certificati, è interessante osservare come, in termini di ripartizione tra le tre macro-aree Nord, Centro e Sud, questa sia rimasta sostanzialmente invariata nel corso dei primi sette anni, evidenziando come poco meno della metà dei risparmi sia stata conseguita al Nord (con percentuali variabili tra il 42% e il 51%) e la parte restante sia ripartita tra Sud e Centro, con una leggera prevalenza per quest'ultimo (Fig. 4.8).

<sup>24</sup> Dato percentuale in sensibile aumento rispetto all'equivalente registrato l'anno precedente, quando risultava ottemperato il 62,3% dell'obiettivo.

<sup>25</sup> Ovvero della possibilità di compensare l'inadempienza l'anno successivo senza incorrere in sanzioni qualora si sia raggiunta una quota dell'obiettivo di propria competenza pari o superiore al 60%.





Fonte: AEEG.

FIG. 4.8

Ripartizione tra Nord, Centro e Sud dei risparmi energetici certificati nel corso dei primi sette anni di funzionamento del meccanismo

#### Procedimenti sanzionatori

Nel corso dell'anno 2012, l'Autorità ha concluso alcuni procedimenti avviati negli anni precedenti nei confronti di distributori obbligati, risultati parzialmente o totalmente inadempienti al raggiungimento degli obiettivi di risparmio assegnati annualmente in attuazione della delibera n. 98/06:

- per tre distributori risultati totalmente o parzialmente inadempienti agli obiettivi assegnati con riferimento agli anni d'obbligo 2008 e 2009, il procedimento si è concluso con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie (delibere 11 ottobre 2012, 413/2012/S/efr e 414/2012/S/efr, e 13 dicembre 2012, 527/2012/S/efr);
- per due distributori risultati parzialmente inadempienti con riferimento all'anno d'obbligo 2010 (per una quota superiore al 40% dell'obiettivo assegnato), i procedimenti si sono conclusi, in un caso, con l'approvazione della proposta di impegni presentata dalla società ai sensi l'art. 45, comma 3, del decreto

legislativo n. 93/11 (delibere 12 aprile 2012, 137/2012/S/efr, e 5 luglio 2012, 277/2012/S/efr) e, nell'altro, con l'archiviazione per sopraggiunta certificazione dei risparmi generati da progetti approvati dall'Autorità in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato (delibera 20 settembre 2012, 366/2012/S/efr).

Da ultimo, nel mese di marzo 2013 l'Autorità ha proceduto alla chiusura di un procedimento avviato nei confronti di una società di servizi energetici per mancata osservanza di un precedente provvedimento prescrittivo, con il quale era stata ordinata la restituzione di TEE indebitamente ricevuti. Con il provvedimento finale (delibera 7 marzo 2013, 98/2013/S/efr), l'Autorità ha disposto l'irrogazione di una sanzione pecuniaria, un piano di ritiro d'ufficio di parte dei TEE già disponibili e di quelli di futura emissione fino alla completa restituzione dell'indebito, nonché l'obbligo per la società di presentare una garanzia fideiussoria bancaria a copertura del rischio connesso con la mancata attuazione di tale piano di restituzione.

# 5.

Attuazione  
della regolamentazione,  
vigilanza  
e contenzioso



---

# Attività propedeutica alla regolamentazione

---

## Attività di consultazione

---

Nell'anno 2012, accanto a quelli già aperti sono stati avviati, con l'emanazione e la pubblicazione dei relativi documenti, 42 nuovi processi di consultazione. Di questi, 16 hanno riguardato il settore elettrico, 15 quello gas, 6 sono stati comuni a entrambi i settori, 2 sono inerenti all'efficienza energetica e alle fonti rinnovabili e 3 al settore, di nuova competenza per l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, dei servizi idrici.

A 28 delle nuove consultazioni avviate è già seguita l'adozione dei relativi provvedimenti finali di regolazione.

Le tematiche inerenti alla riforma delle condizioni economiche delle forniture di gas nel servizio di tutela, con particolare

riguardo alla rideterminazione della componente materia prima, alla morosità nell'ambito del servizio di maggior tutela, all'implementazione del sistema informativo integrato, ai criteri per l'affidamento del servizio di distribuzione gas e alla qualità del servizio di distribuzione gas, sono state trattate con più documenti per la consultazione (consultazioni plurime).

Tenuto conto anche di tutte le situazioni emergenziali e di urgenza regolatoria che hanno determinato la concessione di tempi di consultazione più ristretti, la durata media delle consultazioni è stata di circa 35 giorni, termine superiore al tempo minimo ordinario di 30 giorni, previsto dalla relativa disciplina in vigore.

## TAV. 5.1

Sintesi delle attività  
di consultazione

Gennaio-Dicembre 2012

DATA	SETTORE	TITOLO
26/01/2012	Elettricità	Revisione dei fattori di perdita di energia elettrica applicati all'energia elettrica immessa nelle reti di media e bassa tensione
02/02/2012	Gas	Mercato del gas naturale. Modifiche al corrispettivo variabile e ai consumi tecnici di stoccaggio
09/02/2012	Fonti rinnovabili	Orientamenti in materia di regolazione del servizio di dispacciamento da applicarsi alle unità di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento a quelle non programmabili
09/02/2012	Elettricità	Modifiche alla regolazione delle connessioni temporanee alle reti di distribuzione dell'energia elettrica in media e bassa tensione
01/03/2012	Comune a gas ed elettricità	Disciplina per la trattazione dei reclami presentati contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione per quanto concerne gli obblighi a tali gestori imposti in attuazione delle direttive comunitarie sui mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale
01/03/2012	Gas	Mercato del gas naturale. Modalità di determinazione delle condizioni economiche della materia prima nel servizio di tutela ai fini della prima attuazione delle disposizioni dell'art. 13 del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1
08/03/2012	Comune a gas ed elettricità	Nuovo regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni
08/03/2012	Elettricità	Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo e nei punti di interconnessione tra reti. Orientamenti finali
08/03/2012	Gas	Mercato del gas naturale. Disposizioni transitorie per l'allocazione su base giornaliera della capacità di trasporto presso il punto di entrata di Tarvisio
08/03/2012	Comune a gas ed elettricità	Contratti e attivazioni non richiesti. Finalizzazione delle previsioni in tema di misure ripristinatorie
30/03/2012	Gas	Mercato del gas naturale. Prossimi sviluppi del servizio di bilanciamento del gas naturale
19/04/2012	Gas	Criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di GNL per il quarto periodo di regolazione
26/04/2012	Gas	Regolazione tecnica ed economica delle connessioni di impianti di produzione di biometano con le reti del gas naturale
08/05/2012	Gas	Mercato del gas naturale. Modalità di determinazione delle condizioni economiche della materia prima nel servizio di tutela, per l'anno termico 1 ottobre 2012 - 30 settembre 2013
22/05/2012	Servizi idrici	Consultazione pubblica per l'adozione di provvedimenti tariffari in materia di servizi idrici
24/05/2012	Gas	Adempimenti in materia di criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale
24/05/2012	Elettricità	Orientamenti per la revisione della struttura per fasce orarie dei corrispettivi PED applicati ai clienti domestici in maggior tutela
14/06/2012	Gas	Esecuzione della sentenza del Consiglio di Stato n. 2521/12 in materia di regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale e di altri gas
21/06/2012	Elettricità	Monitoraggio della indisponibilità degli elementi costituenti la rete di trasmissione nazionale e controlli sui dati di qualità del servizio di trasmissione
21/06/2012	Gas	Criteri per la definizione del corrispettivo <i>uno tantum</i> per la copertura degli oneri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale
12/07/2012	Servizi idrici	Consultazione pubblica per l'adozione di provvedimenti tariffari in materia di servizi idrici. Il metodo tariffario transitorio
26/07/2012	Elettricità	Revisione del <i>Testo integrato per lo scambio sul posto</i>
02/08/2012	Gas	Criteri di regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione. Inquadramento generale e linee di intervento
02/08/2012	Elettricità	BICSE - Banca dati relativa agli inadempimenti dei clienti finali nel settore energetico
02/08/2012	Gas	Criteri per la determinazione dei maggiori oneri sostenuti per l'emergenza gas relativa al mese di febbraio 2012
02/08/2012	Servizi idrici	Consultazione pubblica per l'adozione di provvedimenti in materia di contenuti minimi e trasparenza dei documenti di fatturazione del servizio idrico integrato
12/09/2012	Elettricità	Orientamenti per la revisione dei meccanismi di contenimento del rischio credito e del riconoscimento agli esercenti la maggior tutela degli oneri legati alla morosità



## TAV. 5.1 - SEGUE

Sintesi delle attività  
di consultazione  
Gennaio-Dicembre 2012

DATA	SETTORE	TITOLO
27/09/2012	Gas	Schema del contratto di servizio tipo per la distribuzione di gas naturale
25/10/2012	Efficienza energetica	Primi orientamenti inerenti alle modalità operative per la valorizzazione degli investimenti in efficienza energetica nell'ambito delle gare per l'attribuzione del servizio di distribuzione del gas naturale
31/10/2012	Elettricità	Modifiche al <i>Testo integrato della qualità dei servizi elettrici</i>
31/10/2012	Elettricità/Gas/ Servizi idrici	Orientamenti in materia di agevolazioni per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni 20 maggio 2012 e successivi
08/11/2012	Elettricità/Gas	Orientamenti per il nuovo regolamento dello Sportello per il consumatore di energia per le attività afferenti al trattamento efficace dei reclami
08/11/2012	Elettricità	Orientamenti in materia di definizione dei criteri per l'individuazione dei consumi dei servizi ausiliari di centrale nonché delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica
13/11/2012	Gas	Mercato del gas naturale. Riforma delle condizioni economiche nel servizio di tutela. Primi orientamenti
15/11/2012	Gas	Procedura e criteri di selezione degli investimenti ammessi alla sperimentazione di soluzioni di telelettura/telegestione congiunta di misuratori di gas naturale di classe minore o uguale a G6 e di misure di punti di riconsegna/prelievo di altre commodity
15/11/2012	Elettricità	Revisione dei fattori convenzionali di perdita applicati all'energia elettrica prelevata in media e bassa tensione dai clienti finali e del meccanismo di perequazione relativo alle perdite di rete
15/11/2012	Elettricità	Implementazione dei primi processi di mercato nell'ambito del Sistema informativo integrato (Sii)
29/11/2012	Gas	Regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas per il quarto periodo di regolazione. Orientamenti iniziali
29/11/2012	Elettricità/Gas/ Servizi idrici	Orientamenti in materia di adeguamento del tasso di riferimento per il calcolo degli interessi di mora
29/11/2012	Elettricità	Mercato dell'energia elettrica. Revisione delle regole per il dispacciamento.
29/11/2012	Elettricità	Revisione dei meccanismi di contenimento del rischio credito e di riconoscimento agli esercenti la maggior tutela degli oneri legati alla morosità e ulteriori misure. Orientamenti finali

## Analisi di impatto della regolazione

L'Analisi di impatto della regolazione (AIR) è stata introdotta dall'Autorità fin dalla fine del 2008 (con la delibera 3 ottobre 2008, GOP 46/08), dopo un periodo di sperimentazione triennale. L'iter di formazione dei provvedimenti cui è stata applicata la metodologia AIR per l'anno 2011 è tuttora in corso e la sua conclusione è stata posticipata a fine 2013. Si tratta, come già illustrato nella *Relazione Annuale 2012* (vedi pag. 148, Capitolo 5, Volume 2), di tre provvedimenti centrali per l'attività dell'Autorità:

- *Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015*, approvato con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11;
- *Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015*, approvato con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11;
- *Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione*, approvato con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11.

L'applicazione della metodologia AIR ha dimostrato negli anni di aver contribuito al miglioramento della qualità complessiva dei provvedimenti dell'Autorità. Pertanto, nel Piano strategico allegato alla delibera 26 luglio 2012, 308/2012/A, recante *Adozione del Piano strategico dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per il triennio 2012-2014*, l'Autorità ha individuato, tra i propri obiettivi strategici, un ampliamento dell'applicazione dell'analisi di impatto regolatorio.

Prefiggendosi tale obiettivo, l'Autorità intende infatti migliorare la gestione della qualità della regolazione con riferimento all'intero ciclo di produzione provvedimentoale, nonché rinforzare i procedimenti di consultazione e partecipazione alle scelte regolatorie, nella convinzione che l'interlocuzione e il confronto trasparente con tutti gli *stakeholders* del settore e con le associazioni rappresentative di imprese e clienti finali possa contribuire a incrementare la qualità e la legittimità del suo stesso operato.

Nel corso del 2012 l'Autorità ha proseguito inoltre la sua collaborazione con l'Osservatorio sull'AIR delle Autorità indipendenti (promosso dal Dipartimento di scienze giuridiche dell'Università Tuscia di Viterbo e dalla facoltà di Giurisprudenza dell'Università di Napoli Parthenope).



# Provvedimenti assunti

L'attività provvedimentale dell'anno 2012 è stata caratterizzata dall'adozione di complessivi 589 atti, tra delibere, relazioni, rapporti, pareri, memorie, segnalazioni e documenti per la consultazione (Tav. 5.2).

## TAV. 5.2

Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2011 e 2012

TIPOLOGIA	2011		2012	
	NUMERO	QUOTA % <sup>b</sup>	NUMERO	QUOTA % <sup>b</sup>
R – Regolazione	276	54,7	333	56,5
E – Enforcement e consumatori	32	6,3	69	11,7
S – Procedimenti sanzionatori	73	14,5	52	8,8
I – Istituzionale	27	5,3	37	6,3
C – Contenzioso e arbitrati	21	4,1	18	3,1
A – Amministrazione	63	12,5	64	10,9
RDS - Ricerca di sistema	13	2,6	16	2,7
TOTALE	505	100,0	589	100,0

Fonte: AEEG.

Nell'ambito delle iniziative di semplificazione regolatoria che l'Autorità promuove, tra l'altro, al fine di garantire maggior trasparenza, comprensibilità, accessibilità e reperibilità degli atti adottati, dall'1 gennaio 2012 è stato implementato un nuovo sistema di classificazione degli atti stessi, distinti per macroarea di intervento e, ulteriormente, per settori di competenza.

Dall'analisi dei dati, riportati nella tavola 5.2, risulta come l'attività provvedimentale abbia riguardato prevalentemente la sfera regolatoria. Dei 333 atti di regolazione, tuttavia, fatti salvi i 42 documenti per la consultazione, solo 98 costituiscono interventi di nuova regolazione generale, mentre i restanti 193 costituiscono interventi di manutenzione e aggiornamento della regolazione preesistente.

Nell'ambito degli atti di nuova regolazione, oltre a quelli in materia di servizi idrici, riguardanti in particolare la regolazione tariffaria del medesimo servizio, vanno segnalati, come di maggior rilievo, quelli riguardanti:

- per il settore gas, il bilanciamento, il *settlement*, la riforma della componente materia prima e l'accelerazione delle incentivazioni per gli investimenti nel segmento del trasporto;
- per il settore elettrico, il completamento del sistema indennitario, la valutazione del Piano di sviluppo decennale

della Rete di trasmissione elettrica nazionale oltre che, con specifico riferimento al campo delle fonti rinnovabili, la revisione sia della disciplina del dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili, sia dello scambio sul posto.

Consistente è stata inoltre tutta l'attività connessa con le certificazioni *unbundling*, attuativa degli obblighi introdotti dalla nuova normativa europea. Tra gli interventi innovativi più rilevanti a favore dei consumatori vanno annoverati quelli relativi alla regolazione dei contratti non richiesti, all'istituzione del Servizio conciliazione clienti energia e alla revisione dei bonus.

Nell'ambito della produzione dei provvedimenti riconducibili all'area sanzionatoria e dell'*enforcement* va di certo evidenziata la crescente rilevanza dei provvedimenti attinenti agli impegni, introdotti nel 2011 in recepimento della legislazione nazionale, quali strumenti alternativi alle sanzioni (vedi, più nel dettaglio, Capitolo 1, Volume 1).

Proseguono infine le attività legate all'attribuzione temporanea all'Autorità delle funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE), in materia di ricerca di sistema, che hanno portato all'adozione di 16 provvedimenti. Rilevanti, anche da un punto di vista meramente quantitativo, rimangono tutte le attività connesse con l'amministrazione in senso stretto.

---

# Misurazione degli oneri amministrativi

---

Il Piano strategico triennale 2012-2014 ha previsto, altresì, la riduzione degli oneri amministrativi a carico dei soggetti regolati, dando attuazione all'art. 6, comma 3, del decreto legge 13 maggio 2011, n. 70, convertito con legge 12 luglio 2011, n. 106, che ha esteso la misurazione degli oneri amministrativi a tutte le Autorità indipendenti, con l'obiettivo di ridurre tali oneri entro il 31 dicembre 2012. La misurazione degli oneri amministrativi consente, infatti, di individuare le procedure e gli adempimenti più costosi da semplificare e di valutare l'efficacia di ogni intervento sulla base della stima dei risparmi.

Gli oneri amministrativi, derivanti dagli obblighi informativi in capo ai soggetti regolati, sono riconducibili alle attività di raccolta, elaborazione, conservazione, produzione e trasmissione di dati, notizie, comunicazioni, relazioni, dichiarazioni, istanze all'Autorità. Tali oneri costituiscono una parte dei "costi di adempimento", ossia dei costi diretti sostenuti dai soggetti regolati per conformarsi alle disposizioni normative e regolatorie.

L'esercizio delle funzioni di regolazione e di controllo da parte dell'Autorità ha comportato, infatti, anche a seguito dell'evoluzione legislativa nazionale ed europea, la produzione di un corpo normativo complesso, con conseguente stratificazione degli obblighi informativi in capo ai soggetti regolati.

L'Autorità, in linea dunque con le disposizioni normative di cui sopra, ha avviato, nel corso del 2012, con la delibera 9 febbraio 2012, 41/2012/A/com, un procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di semplificazione e razionalizzazione

degli obblighi informativi, previsti dalla medesima Autorità per lo svolgimento delle sue funzioni. È stato così istituito, in accordo alla previsioni della sopra citata delibera, un gruppo di lavoro per lo svolgimento di funzioni ricognitive e consultive: tale gruppo ha visto la partecipazione, nel corso del 2012, oltre che delle Direzioni e dei Dipartimenti dell'Autorità interessati, anche dei soggetti interessati e delle formazioni associative che ne rappresentano gli interessi. Il gruppo è aperto, oltre che ai soggetti sopra menzionati, anche alla partecipazione degli enti istituzionali interessati.

Gli esiti della ricognizione hanno, da un lato, consentito di individuare i primi interventi di semplificazione degli obblighi informativi di immediata e agevole realizzazione e, dall'altro lato, hanno rappresentato la base di riferimento per la programmazione di interventi successivi di razionalizzazione e riduzione del complesso degli oneri amministrativi derivanti dagli obblighi informativi.

In tema di interventi volti alla semplificazione e alla riduzione degli oneri amministrativi attuati nel corso del 2012, è opportuno segnalare la delibera 27 settembre 2012, 394/2012/E/rht, con la quale l'Autorità ha rivisto le disposizioni in materia di vigilanza sul divieto di traslazione della maggiorazione dell'aliquota Ires a carico degli operatori nei settori dell'energia, semplificando alcuni adempimenti di carattere informativo, inerenti alla comunicazione dei dati contabili (vedi anche *infra*).

Con la delibera 25 ottobre 2012, 443/2012/A, l'Autorità ha posto in essere, nel corso del 2012, un ulteriore intervento di



semplificazione, inerente alle comunicazioni in materia di anagrafica operatori, per una vasta platea di soggetti (piccole-medie imprese e famiglie che possiedono impianti di generazione elettrica con potenza nominale complessiva inferiore o uguale a 100 kW). Tale intervento ha consentito un risparmio di oneri amministrativi che, in base a stime economiche derivanti dall'applicazione del metodo di valutazione degli oneri amministrativi denominato *standard cost model*, risulta pari a 4-5 milioni di euro.

Nel corso del 2012 sono stati anche emanati dall'Autorità due documenti per la consultazione nell'ambito dei quali è stata proposta, tra l'altro, la semplificazione degli adempimenti, di carattere informativo, ricadenti sui soggetti regolati dall'Autorità. In particolare il documento per la consultazione 2 agosto 2012, 341/2012/RJgas, ha identificato, tra le direttrici su cui l'Autorità intende focalizzare la propria attenzione per lo sviluppo della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione, la semplificazione degli adempimenti legati all'"Anagrafica territoriale distribuzione gas" e la semplificazione delle complessità legate agli aggiornamenti conseguenti alle operazioni di interconnessione e separazione degli impianti di distribuzione gas, nell'ottica di contenere, da un lato, gli oneri gestionali a carico delle imprese e dell'Autorità e, dall'altro, di migliorare la significatività e la comparabilità delle serie storiche dei dati relativi alla sicurezza e alla continuità del servizio.

Con il documento per la consultazione 28 febbraio 2013, 82/2013/R/com, l'Autorità ha individuato, tra le linee di intervento per la revisione della regolazione, la semplificazione e la razionalizzazione degli obblighi informativi in materia di separazione contabile.

Infine, con la delibera 7 marzo 2013, 96/2013/A, l'Autorità ha introdotto ulteriori misure di semplificazione e razionalizzazione degli obblighi informativi, oltre a quelli più sopra citati, che hanno comportato una ulteriore riduzione complessiva di oneri stimata, attraverso lo *standard cost model*, in circa 5 milioni di euro/anno a favore dei soggetti regolati. Dette misure di semplificazione e razionalizzazione sono volte, anche in riferimento ai contributi di carattere informativo e metodologico forniti dai partecipanti agli incontri del Gruppo di lavoro, a promuovere un più ampio e sistematico ricorso dei medesimi soggetti regolati all'utilizzo dei sistemi informativi dell'Autorità, all'ottimizzazione delle scadenze di rilevazione dei dati, all'implementazione di procedure telematiche di trasmissione dei dati, all'eliminazione di obblighi informativi e di sovrapposizioni di dati richiesti dall'Autorità.

La menzionata delibera ha inoltre avviato un procedimento per l'adozione di *Linee guida* relative alla misurazione degli oneri amministrativi a carico dei soggetti regolati (MOA), al fine di determinare una metodologia funzionale alla valorizzazione di tali oneri, prevedendo altresì l'introduzione, entro la fine del 2013, di procedure di calcolo e di controllo sulla loro entità.

# Risoluzione delle controversie dei soggetti regolati, conciliazioni e arbitrati

L'art. 44 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, in attuazione dell'art. 37, par. 11, della direttiva 2009/72/CE e dell'art. 41, par. 11, della direttiva 2009/73/CE, disciplina due differenti tipologie di reclami:

- i reclami presentati contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione, per quanto concerne gli obblighi a tali gestori, imposti in attuazione delle direttive comunitarie sui mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale (commi 1 e 2);
- i reclami dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale e di energia elettrica (comma 4).

Con la delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com, l'Autorità ha approvato la Disciplina per la trattazione dei reclami presentati da operatori contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione (art. 44, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 93/11). Tale disciplina, oltre a non riguardare i reclami presentati dai consumatori finali, non contempla i reclami dei *prosumer* (ovvero i soggetti che sono al contempo produttori, limitatamente agli impianti di potenza fino a 10 MW, e consumatori finali di energia elettrica), ma si applica, con alcune modifiche dei tempi del procedimento, anche alle controversie di cui all'art. 14, comma 2, lettera F-ter, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, insorte tra

produttori e gestori di rete in relazione all'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, non concernenti obblighi imposti in attuazione a direttive comunitarie.

Al riguardo, su richiesta dell'Autorità, il Consiglio di Stato, sezione seconda, ha confermato il potere della medesima Autorità di procedere alla disciplina dei reclami di cui al sopracitato art. 44 (parere n. 3465/2012 del 3 agosto 2012), a prescindere dall'emanazione dei regolamenti governativi di cui all'art. 2, comma 24, lett. b), della legge 14 novembre 1995, n. 481. Detto articolo prevede l'emanazione di regolamenti per fissare criteri, condizioni, termini e modalità per l'esperimento di procedure di conciliazione e di arbitrato presso l'Autorità; procedure per le quali tale riserva regolamentare continua a perdurare.

Dall'entrata in vigore della citata disciplina, sono stati presentati 16 reclami (le altre istanze pervenute, che non avevano le anzidette caratteristiche del reclamo tra operatori, sono state inoltrate e gestite dalla Direzione consumatori e utenti dell'Autorità).

Di questi 16 reclami:

- 5 sono stati archiviati: 1 per inammissibilità, 2 per mancata regolarizzazione nei termini prescritti, 2 per cessata materia del contendere (il gestore ha fornito i chiarimenti richiesti dall'operatore);
- 7 sono in corso di trattazione;
- 4 sono stati oggetto di decisione.



In particolare, i quattro reclami sui quali l'Autorità si è espressa, sono i seguenti:

- delibera 21 febbraio 2013, 64/2013/E/eel, Decisione del reclamo presentato, ai sensi della delibera dell'Autorità 188/2012/E/com, da Edison Energia nei confronti di Enel Distribuzione: l'Autorità ha riconosciuto il diritto di Edison Energia al conguaglio dei corrispettivi di trasporto e degli oneri di sistema per il sito di Torviscosa, inserito nell'elenco delle Reti interne d'utenza;
- delibera 28 febbraio 2013, 79/2013/E/eel, Decisione del reclamo presentato, ai sensi della delibera dell'Autorità 188/2012/E/com, da ALA nei confronti di Enel Distribuzione: l'Autorità ha rigettato il reclamo del produttore nei confronti del gestore di rete, confermando l'annullamento della richiesta di connessione e la dichiarazione di decadenza del preventivo di connessione dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica sito in Santa Luce (PI);
- delibera 28 febbraio 2013, 80/2013/E/eel, Decisione del reclamo presentato, ai sensi della delibera dell'Autorità 188/2012/E/com, da BGL nei confronti di Enel Distribuzione: l'Autorità ha accolto il reclamo del produttore nei confronti del gestore di

rete dichiarando illegittimo l'annullamento della richiesta di connessione e la dichiarazione di decadenza del preventivo di connessione dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica sito a Suvereto (LI);

- delibera 28 febbraio 2013, 81/2013/E/eel, Decisione del reclamo presentato, ai sensi della delibera 188/2012/E/com, da Fonte Luce nei confronti di Enel Distribuzione: l'Autorità ha rigettato il reclamo del produttore nei confronti del gestore di rete confermando l'annullamento della richiesta di connessione e la dichiarazione di decadenza del preventivo di connessione dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica sito in Orciano Pisano (PI).

Per i reclami dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale e di energia elettrica (art. 44, comma 4), l'Autorità è tenuta ad assicurarne il trattamento efficace, avvalendosi dell'Acquirente unico, e a vigilare affinché siano applicati i principi in materia di tutela dei consumatori di cui all'Allegato I delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, in continuità con l'attività di gestione dei reclami dei consumatori attualmente già in corso e di cui si è dato conto nel Capitolo 4 di questo Volume.

# Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

## Indagini e misure imposte per la promozione della concorrenza

### Istruttorie conoscitive relative alla zona Sardegna

Nel mese di luglio 2012 l'Autorità, nell'ambito della sua funzione di monitoraggio, ha riscontrato, con riferimento alla zona Sardegna nei primi mesi del 2012, una pressoché regolare e consistente differenza positiva tra l'energia programmata in prelievo, in esito al mercato del giorno prima, dall'insieme degli utenti del dispacciamento in prelievo (UDD in prelievo) e l'energia misurata in prelievo afferente ai medesimi utenti. Tale differenza ha rappresentato un sistematico sbilanciamento che appare difficilmente ascrivibile a inevitabili errori nella programmazione dei consumi. Nel corso dello stesso mese è emerso inoltre che il prezzo dello sbilanciamento applicato alle unità di consumo era determinato da Terna, considerando anche i prezzi e le quantità relative all'utilizzo della riserva secondaria, la cui entità dipende, al limite, solo parzialmente dalla dimensione e dal segno dello sbilanciamento aggregato del sistema elettrico in una data zona. Sulla base di questi riscontri, con la delibera 2 agosto 2012, 342/2012/R/eel, l'Autorità ha deciso di avviare un'istruttoria conoscitiva finalizzata all'accertamento di eventuali condotte speculative messe in atto da parte di uno o più utenti del dispacciamento in prelievo, atte a trarre vantaggio dalle modalità di determinazione dei prezzi di sbilanciamento. Con la medesima delibera l'Autorità è intervenuta con misure urgenti volte a prevenire simili condotte e a mitigarne gli effetti sugli oneri di sistema e ha disposto, in particolare, l'esclusione, delle quantità e dei relativi prezzi afferenti l'utilizzo della riserva secondaria, dal meccanismo di determinazione dei prezzi di sbilanciamento. Per quanto concerne la disciplina degli sbilanciamenti effettivi, l'Autorità sta predisponendo una serie di provvedimenti finalizzati

ad affinare la regolazione vigente. La natura e l'entità dei vincoli tecnici che caratterizzano il sistema elettrico sardo e le verosimili ripercussioni che tali vincoli potrebbero avere tanto sull'esercizio in condizioni di sicurezza del medesimo, quanto sul corretto svolgimento del mercato elettrico a pronti (MGP, MI e MSD), saranno, invece, oggetto di uno specifico approfondimento nell'ambito della più ampia istruttoria conoscitiva avviata dall'Autorità con la delibera 4 ottobre 2012, 401/2012/R/eel. Tale istruttoria, attualmente in fase di svolgimento, sarà completata nel corso della seconda metà del 2013.

### Istruttoria conoscitiva sulle modalità di erogazione del bilanciamento

Alla luce della segnalazione all'Autorità da parte di Snam Rete Gas in merito al mancato pagamento, da parte di alcuni utenti debitori, di rilevanti importi fatturati relativamente alle partite economiche per il bilanciamento (vedi il Capitolo 3 di questo Volume), l'Autorità, con la delibera 5 luglio 2012, 282/2012/R/gas, ha avviato un'istruttoria conoscitiva volta ad approfondire le modalità di erogazione del servizio di bilanciamento relativamente al periodo 1 dicembre 2011 – 31 maggio 2012, al fine di:

- predisporre eventuali interventi di competenza in presenza di condotte lesive e inottemperanti ai propri provvedimenti;
- definire il riconoscimento a Snam Rete Gas dei crediti non riscossi. Al riguardo, infatti, se è vero che la disciplina definita dalla deliberazione ARG/gas 45/11 istituisce un meccanismo a copertura degli oneri del responsabile del bilanciamento per i crediti non riscossi, è altrettanto vero che non potranno



essere posti a carico del sistema eventuali oneri conseguenti al mancato compimento, da parte del medesimo responsabile, di tutte le azioni volte a limitare e contenere il rischio derivante dall'esposizione nei confronti degli utenti nell'ambito del servizio di bilanciamento (clausola di massima diligenza);

- valutare la presenza di possibili condotte relative a profili di competenza di altre amministrazioni.

Il periodo oggetto dell'indagine è stato successivamente esteso, con la delibera 25 ottobre 2012, 444/2012/R/gas, per includere anche le modalità di erogazione del servizio di bilanciamento relative al periodo 1 dicembre 2011 – 23 ottobre 2012; ciò a seguito di nuova comunicazione (in data 16 ottobre 2012) con cui Snam Rete Gas ha segnalato un caso in cui le garanzie prestate da un utente sono state disconosciute dall'istituto emittente.

#### Istruttoria conoscitiva sulle condizioni di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso italiano delle società di vendita

Con la delibera 21 giugno 2012, 263/2012/R/gas, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva in ambito nazionale volta a valutare le condizioni di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso italiano delle società di vendita, prevedendo che tale istruttoria fosse finalizzata all'acquisizione di informazioni e dati utili anche alla predisposizione di eventuali interventi, efficaci già nel corso dell'anno termico 2012-2013, di riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela gas (vedi il Capitolo 4 di questo Volume). L'istruttoria conoscitiva, conclusa con la delibera 31 ottobre 2012, 456/2012/R/gas, ha, tra l'altro, evidenziato:

- una tendenza perdurante e progressiva, nei due anni termici 2011-2012 e 2012-2013, verso prezzi di cessione all'ingrosso prossimi, se non sostanzialmente allineati, ai valori rilevabili sul mercato;
- il carattere strutturale e non contingente dei differenziali registrati tra i costi di approvvigionamento dei venditori al dettaglio e la componente a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso delle condizioni economiche del servizio di tutela, evidenziando come circa il 50% dei volumi destinati ai clienti aventi diritto al servizio di tutela siano stati approvvigionati sul mercato all'ingrosso, con

riferimento ai più recenti anni termici, a prezzi mediamente allineati a quelli rilevati sui mercati di breve termine nello stesso periodo.

#### Indagine conoscitiva sul mercato libero e sulle condizioni di vendita di energia elettrica e gas ai clienti di piccole dimensioni

Nell'ambito di un'analisi sull'assetto del mercato libero e sul suo funzionamento, è emerso che i prezzi praticati in tale mercato ai clienti di piccole dimensioni, nel corso dell'anno 2011, sono stati in diversi casi superiori a quelli praticati per i regimi di tutela. Con la delibera 26 luglio 2012, 317/2012/E/com, l'Autorità ha conseguentemente avviato un'indagine conoscitiva sul mercato libero e sulle condizioni di vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale ai clienti di minori dimensioni, perseguendo l'obiettivo di verificare l'effettiva esistenza di un più alto livello di prezzi nel mercato libero e di identificarne le cause sottostanti, valutando, in particolare, se tra le medesime sia inclusa anche quella relativa a un basso livello di consapevolezza dei consumatori.

## Indagini e istruttorie conoscitive di altra natura

#### Indagine conoscitiva sugli eventi accaduti sul gasdotto in località Tresana (MS)

Con la delibera 19 gennaio 2012, 8/2012/E/gas, è stata avviata un'indagine conoscitiva a seguito degli eventi verificatisi il 18 gennaio 2012 per la fuoriuscita di gas dal gasdotto in località Tresana (MS), che ha portato all'interruzione della fornitura di gas in alcuni comuni, al fine di acquisire informazioni e dati utili per la ricostruzione di quanto accaduto e per la valutazione delle conseguenze sullo svolgimento dei servizi di trasporto e di distribuzione del gas naturale.

### Istruttoria conoscitiva relativa alla determinazione dei consumi per i servizi ausiliari di centrale nella produzione di energia elettrica

Con la delibera 7 giugno 2012, 240/2012/E/efr, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva in materia di determinazione dei consumi per i servizi ausiliari di centrale nella produzione di energia elettrica. L'istruttoria si colloca nel quadro di potenziamento dell'attività di *enforcement* costruttivo che, attraverso l'approfondimento e la verifica dell'esperienza applicativa della regolazione, pone le basi per il continuo miglioramento delle regole, in termini di completamento, di semplificazione e di efficacia.

L'istruttoria si è resa necessaria al fine di approfondire la definizione dei c.d. "servizi ausiliari di generazione", cioè l'energia elettrica consumata dalle apparecchiature ausiliarie al funzionamento di una centrale di produzione. Tali consumi assumono rilevanza per svariate finalità tecnico-amministrative, tra cui quelle relative ai meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, che prevedono l'erogazione dell'incentivo sulla produzione netta. L'istruttoria aveva quindi l'obiettivo principale di individuare le caratteristiche tecniche e impiantistiche dei servizi

ausiliari delle prevalenti tipologie di impianto di produzione di energia elettrica, anche al fine di predisporre successivi interventi di competenza dell'Autorità.

L'istruttoria si è svolta attraverso:

- incontri e colloqui con le imprese e le associazioni del settore, nonché mediante l'acquisizione di documenti e memorie scritte;
- lo svolgimento di un'audizione comune cui hanno partecipato 33 imprese e 12 associazioni;
- richieste di informazioni al Gestore dei servizi energetici (GSE).

L'istruttoria, avviata nel mese di giugno 2012, si è conclusa nel mese di ottobre 2012 con l'approvazione del resoconto dell'attività svolta (delibera 25 ottobre 2012, 442/2012/E/efr).

Le informazioni acquisite con l'istruttoria conoscitiva sono servite come base del procedimento che ha portato l'Autorità a individuare i criteri di determinazione dei servizi ausiliari nell'ambito dei nuovi sistemi di incentivazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, previsti dai decreti ministeriali 5 e 6 luglio 2012 (delibera 7 febbraio 2013, 47/2013/R/efr).

## Vigilanza e controllo

### Le attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

Le attività di vigilanza e controllo dell'Autorità sono orientate in primo luogo alla verifica delle condizioni di erogazione dei servizi di pubblica utilità (qualità del servizio, sicurezza, libero accesso alle reti, mercati, tariffe, integrazioni tariffarie, incentivi alla produzione ecc.) e determinano vantaggi e miglioramenti nei servizi erogati ai clienti e ai consumatori finali. In esito alle attività ispettive, l'Autorità può adottare provvedimenti di tipo prescrittivo (ordini di cessazione dei comportamenti lesivi dell'utenza, intimazioni ad adempiere), sanzionatorio o impegni ripristinatori nei casi in cui siano state accertate inadempienze o violazioni della normativa, oltre che il recupero amministrativo degli importi indebitamente percepiti. Per svolgere le attività di accertamento e ispezione

presso operatori, impianti, processi e servizi regolati, l'Autorità si avvale anche della collaborazione di soggetti di comprovata autorevolezza ed esperienza nelle attività ispettive e di verifica tecnica ed economica nei settori regolati quali:

- la Guardia di Finanza, per l'effettuazione di verifiche, sopralluoghi e altre forme continuative di collaborazione, in forza di un Protocollo d'intesa siglato nel 2001, rinnovato ed esteso nel 2005 (delibera 15 dicembre 2005, n. 273), che disciplina la collaborazione tra l'Autorità e la Guardia di Finanza, in particolare con il Nucleo speciale tutela mercati;
- la Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria - Stazione sperimentale per i combustibili della Camera di commercio di Milano, per l'effettuazione dei controlli tecnici della qualità



del gas, effettuati tramite prelievi di gas a sorpresa sulle reti di distribuzione, secondo quanto previsto da un contratto rinnovato annualmente;

- la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), per le verifiche e i sopralluoghi presso le Imprese elettriche minori;
- il GSE per l'espletamento di 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, e 29 novembre 2012, 509/2012/E/com).

In particolare, il coinvolgimento della Guardia di Finanza risulta

decisivo sia nello svolgimento degli accertamenti quando siano previsti contributi pubblici e oneri generali di sistema, sia nell'attività di vigilanza sul divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo (c.d. *Robin Tax*), anche in relazione alle peculiarità istituzionali del Corpo quale organo di polizia economica e finanziaria.

#### Verifiche ispettive svolte nell'anno 2012

Nel 2012 sono state effettuate 130 verifiche ispettive, a fronte di 134 complessivamente svolte nell'anno precedente (Tav. 5.3).

Delle 130 verifiche ispettive, 95, ossia circa il 73%, sono state svolte in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della

#### TAV. 5.3

Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2007-2012  
Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Qualità del servizio	74	76	79	90	87	87
Tutela dei consumatori	-	-	-	5	1	-
Distribuzione e vendita gas	-	33	8	-	-	-
Tariffe e <i>unbundling</i>	7	1	4	3	6	3
<i>Robin tax</i>	-	-	10	-	-	-
Mercati all'ingrosso e retail	-	-	6	-	7	-
Connessione impianti di produzione	-	-	-	-	2	5
Altro	5	3	-	-	-	-
Impianti incentivati	33	5	14	22	31	35
<b>TOTALE</b>	<b>119</b>	<b>118</b>	<b>121</b>	<b>120</b>	<b>134</b>	<b>130</b>
Di cui in collaborazione con:						
Guardia di Finanza - Nucleo speciale tutela mercati	84	113	107	100	103	95
Stazione sperimentale per i combustibili	57	57	60	62	56	63
Cassa conguaglio per il settore elettrico	35	5	14	8	-	3
Gestore dei servizi energetici	-	-	-	14	31	37

Fonte: AEEG.

Guardia di Finanza, praticamente in tutti i segmenti di indagine, mentre 37 sono state svolte con l'avvalimento del GSE nel settore degli impianti di produzione incentivati.

Delle 95 verifiche ispettive svolte in collaborazione con la Guardia di Finanza, 63 hanno riguardato controlli tecnici effettuati anche in collaborazione con la Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria - Stazione sperimentale per i combustibili.

Le verifiche ispettive effettuate in materia di impianti di produzione elettrica incentivati - con l'avvalimento della CCSE fino al 30 giugno 2010 (ai sensi della delibera 22 aprile 2004, n. 60/04) e dei GSE (ai sensi della delibera GOP 71/09, dall'1 luglio 2010) - ammontano, a partire dal 2005 e fino al 31 marzo 2013, a 218 impianti, per una potenza installata complessiva di circa 15.600

MW.

In esito a tali verifiche, a partire dal 2005, sono state avviate azioni di recupero amministrativo di incentivazioni indebitamente percepite per circa 282 milioni di euro. Di questi, 142,3 milioni di euro sono già stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti e portati a riduzione delle bollette (conto A<sub>3</sub>), inclusi 32 milioni di euro per i quali è ancora pendente, il giudizio presso il Consiglio di Stato.

I recuperi amministrativi operati, essendo relativi a maggiori oneri posti a carico del sistema elettrico e indebitamente percepiti, vanno a riduzione delle bollette elettriche e contribuiscono a ridurre il fabbisogno, attuale e prospettico (nel senso che producono effetti anche su periodi successivi a quelli oggetto di

## TAV. 5.4

Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2007-2012

ARGOMENTO	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Qualità del servizio</b>						
Continuità del servizio elettrico (continuità)	12	12	8	16	10	5
Qualità commerciale distribuzione elettrica	2	-	-	-	-	-
Incentivi per misuratori elettronici	-	-	-	-	3	4
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	57	57	60	62	56	63
Qualità commerciale della distribuzione gas	-	4	-	-	-	-
Sicurezza gas	3	3	5	5	7	6
Servizio pronto intervento gas	-	-	6 + C <sup>(A)</sup>	7 + C <sup>(A)</sup>	11 + C <sup>(A)</sup>	9 + C <sup>(A)</sup>
<b>Tutela consumatori</b>						
Informazioni alla clientela in materia di condizioni economiche di fornitura dell'energia elettrica	C <sup>(B)</sup>	-	-	-	-	-
Qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale	-	-	-	5	1	-
<b>Distribuzione e vendita gas</b>						
Libero accesso al servizio e condizioni economiche di fornitura	-	-	6	-	-	-
Verifica applicazione coeff. K di correzione dei volumi	-	33	2	-	-	-
<b>Tariffe e unbundling</b>						
Distribuzione gas	3	-	-	-	3	-
Distribuzione energia elettrica	2	1	3	3	-	-
Integrazione tariffaria alle Imprese elettriche minori	2	-	1	-	-	3
Unbundling e tariffe elettriche	-	-	-	-	2	-
Unbundling e tariffe di stoccaggio del gas naturale	-	-	-	-	1	-
<b>Robin Tax</b>						
Vigilanza sul divieto di traslazione dell'addizionale Ires di cui alla legge n. 133/08	-	-	10	-	-	-
<b>Mercati all'ingrosso e retail</b>						
Elenco dei venditori di energia elettrica	-	-	CD <sup>(C)</sup>	CD <sup>(C)</sup>	-	-
Messa a disposizione da parte dei distributori di energia elettrica dei dati di consumo nei confronti delle imprese di vendita	-	-	6	-	-	-
Impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammessi alla reintegrazione dei costi	-	-	-	-	7	-
<b>Connessione impianti di produzione</b>						
Condizioni di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione	-	-	-	-	2	3
Effettiva entrata in esercizio di impianti fotovoltaici ai fini degli incentivi del IV Conto energia	-	-	-	-	-	2
<b>Altro</b>						
Reti di distribuzione comunali, ispezioni presso soggetti già sanzionati, verifica progetti di risparmio energetico	5	3	-	-	-	-
<b>Impianti incentivati</b>						
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	33	5	14	22	31	35
<b>TOTALE</b>	<b>119</b>	<b>118</b>	<b>121</b>	<b>120</b>	<b>134</b>	<b>130</b>

(A) CT = controlli telefonici.

(B) C = controlli ai call center dei venditori.

(C) CD = controlli documentali.

Fonte: AEEG.



accertamento), dell'onere generale di sistema più rilevante oggi gravante sulla bolletta elettrica (componente tariffaria A<sub>3</sub>). Nel corso del 2012 sono stati altresì avviati controlli in un nuovo segmento d'indagine, in materia di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione fotovoltaici, al fine di verificare la corretta applicazione delle regole per la connessione con la rete (*Testo integrato delle connessioni attive - TICA*), con particolare riguardo alle disposizioni relative all'entrata in esercizio.

#### Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio

Nel periodo giugno-settembre 2012 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, cinque verifiche ispettive, ai sensi della delibera 18 maggio 2012, 198/2012/E/eel, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio.

Le ispezioni avevano 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);
- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2011, di cui al Titolo 3 del

TIQE, anche ai fini di quanto previsto dagli artt. 25, 26, 27, 28 e 29 del Titolo 4 del medesimo TIQE.

Le verifiche ispettive sulla corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni e sul calcolo degli indicatori di continuità del servizio sono state effettuate presso le sedi dei centri di telecontrollo degli esercenti e hanno interessato due esercizi di una grande impresa di distribuzione, due grandi imprese di distribuzione e una media impresa di distribuzione. Gli esercizi e le imprese oggetto di verifica sono stati individuati a campione e la metodologia di registrazione delle interruzioni è stata verificata tramite il controllo delle interruzioni relative all'anno 2011, anch'esse scelte a campione. Per tutti gli esercizi e le imprese di distribuzione, l'applicazione, al campione di interruzioni verificate nel corso dei sopralluoghi, dell'Indice di precisione (IP), dell'Indice di correttezza (IC) e dell'Indice di sistema di registrazione (ISR), ha evidenziato valori degli indici compresi nelle fasce di tolleranza. Con la delibera 29 novembre 2012, 500/2012/R/eel, l'Autorità ha pertanto determinato gli incentivi e le penalità complessivi per l'anno 2011 per le imprese di distribuzione dell'energia elettrica, ai sensi del TIQE, tra cui le suddette quattro imprese. L'esito dei controlli è risultato soddisfacente e conferma la tendenza in atto da alcuni anni verso un progressivo miglioramento nella registrazione delle interruzioni da parte delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 5.5.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
2 esercizi di una grande impresa	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Verificati 6 ambiti, tutti con esito positivo.
2 grandi imprese	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Verificati 5 ambiti, tutti con esito positivo.
1 media impresa	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Verificati 2 ambiti, tutti con esito positivo.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEG.

#### TAV. 5.5

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio  
Giugno-Settembre 2012

#### Verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici dell'energia elettrica cui è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione

Nel periodo aprile-ottobre 2012 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 22 marzo 2012, 105/2012/E/eel, e una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 14 giugno 2012, 252/2012/E/eel, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica, cui è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione.

Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione degli obblighi di registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico tramite i

misuratori elettronici e i sistemi di telegestione, secondo quanto disposto dal TIQE.

Le verifiche ispettive hanno interessato quattro medie imprese distributrici dell'energia elettrica.

Le verifiche ispettive sono state effettuate per mezzo di un controllo procedurale, della visione e acquisizione di elementi documentali e informativi, relativi ai dati di continuità del servizio comunicati all'Autorità negli anni 2011 e/o 2012 e in conformità agli artt. da 9 a 12 dell'Allegato A alla delibera 10 dicembre 2009, ARG/elc 190/09. Per tre medie imprese sono state riscontrate violazioni in materia di registrazione dei clienti allacciati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione.

Con le delibere 12 luglio 2012, 287/2012/R/eel, 27 settembre 2012, 380/2012/E/eel, e 22 novembre 2012, 491/2012/R/eel, l'Autorità ha pertanto disposto la restituzione dell'incentivo erogato alle suddette tre medie imprese.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 5.6.

#### TAV. 5.6

Verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di energia elettrica alle quali è stato erogato l'incentivo per la registrazione dei clienti coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione  
Aprile-Ottobre 2012

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
4 medie imprese	Verifica della corretta applicazione da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica degli obblighi di registrazione dei clienti BT coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione.	Verificata la corretta registrazione di clienti BT interrotti tramite misuratori elettronici e sistemi di telegestione per una media impresa. Riscontrate violazioni per 3 medie imprese in materia di registrazione di clienti BT interrotti tramite misuratori elettronici e sistemi di telegestione e disposta la restituzione dell'incentivo erogato (delibere 287/2012/R/eel, 380/2012/E/eel e 491/2012/R/eel)

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEG.

#### Controlli tecnici nei confronti di imprese di distribuzione gas in materia di qualità del gas

Nel periodo 1 gennaio 2012 - 31 dicembre 2012 sono stati eseguiti, dai militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e dal personale della Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria - Stazione sperimentale per i combustibili, 63 controlli sulla qualità del gas presso 41 imprese di distribuzione, ai sensi

delle delibere 21 luglio 2011, VIS 77/11 (per il periodo gennaio 2012 - aprile 2012) e 12 luglio 2012, 291/2012/E/gas (per il periodo ottobre 2012 - dicembre 2012).

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, che sono: 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, mentre 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 dalla Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria - Stazione sperimentale per i combustibili 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 gascromatografica sul campo, eventualmente integrato da analisi

di laboratorio nei casi dubbi, mentre quello sulla pressione di fornitura del gas viene eseguito in loco mediante manometro. La Innovhub, quale ente accreditato ACCREDIA - Ente italiano di accreditamento, unico organismo nazionale autorizzato dallo Stato a svolgere attività di accreditamento dal 22 dicembre 2009 per certificazioni e laboratori, nato dalla fusione di Sinal e Sincert -, è riconosciuto e autorizzato con decreti e provvedimenti di autorità pubbliche a effettuare rilevamenti e controlli in campo ambientale e per la sicurezza.

Nel corso dei 63 controlli effettuati sono stati accertati sul campo e confermati anche dalle successive analisi di laboratorio 4 casi di insufficiente grado di odorizzazione, per i quali gli Uffici dell'Autorità hanno operato le conseguenti segnalazioni all'autorità giudiziaria.

Gli esiti dei controlli tecnici sono sintetizzati nella tavola 5.7.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
63 controlli, di cui: - 32 su impianti di 16 grandi imprese; - 25 su impianti di 20 medie imprese; - 6 su impianti di 5 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 16 grandi, 18 medie e 3 piccole imprese. Accertati 4 casi di non conformità del grado di odorizzazione del gas per 2 medie e 2 piccole imprese.

#### TAV. 5.7

Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas  
Gennaio-Dicembre 2012

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEG.

#### Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di sicurezza del servizio

Nel mese di febbraio 2012 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, tre verifiche ispettive, ai sensi delle delibere 22 febbraio 2012, 55/2012/L/gas e 1 marzo 2012, 71/2012/E/gas, nei confronti di due imprese di distribuzione di gas e di un ente locale concedente il servizio, in materia di sicurezza del servizio.

Con riferimento alla delibera 55/2012/E/gas, le verifiche ispettive si sono rese necessarie a seguito di alcune segnalazioni, anche dell'ente locale concedente il servizio di distribuzione del gas, relative a gravi mancanze nello svolgimento del servizio presso un impianto di distribuzione da parte dell'impresa concessionaria del servizio medesimo.

Le ispezioni avevano lo scopo di verificare:

- il ripristino del servizio di distribuzione gas sull'impianto gestito dalla società, con particolare riferimento agli aspetti della sicurezza per gli utenti e i cittadini;
- la corretta applicazione degli obblighi di cui alla delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, e in particolare dell'allegato *Testo unico - Parte I (Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 - RQDG)* in tema di sicurezza della distribuzione del gas naturale.

Nel corso delle verifiche sono stati effettuati sopralluoghi al fine di accertare lo stato reale degli impianti e sono stati acquisiti elementi documentali e informativi sull'assetto organizzativo del servizio di distribuzione, con particolare riferimento alle prestazioni di pronto intervento e di odorizzazione del gas.

Per l'impresa titolare del servizio di distribuzione è stata rilevata l'interruzione di pubblico servizio ed è stato pertanto segnalato il

caso alla competente Procura della Repubblica.

A seguito dell'intervento dell'Autorità, nei giorni successivi la verifica ispettiva, l'ente locale, nelle more della gara per l'affidamento del servizio di distribuzione, ha incaricato una società specializzata per lo svolgimento dell'attività tecnica sull'impianto di distribuzione e ha ordinato alla stessa di provvedere a ripristinare con immediatezza il livello di odorizzazione del gas immesso in rete.

Ai sensi della delibera 71/2012/E/gas, nel mese di marzo 2012 è stata inoltre effettuata, dall'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, una verifica ispettiva nei confronti di un'impresa di distribuzione di gas, in materia di sicurezza del servizio. L'ispezione si è resa necessaria in quanto, nel corso di un precedente controllo tecnico

sulla qualità del gas, i controllori non erano riusciti a contattare telefonicamente il servizio di pronto intervento. La verifica ispettiva aveva lo scopo di accertare la corretta applicazione degli obblighi disciplinati dalla RQDG in tema di sicurezza di distribuzione del gas naturale.

L'ispezione è stata effettuata acquisendo elementi documentali e informativi relativi all'assetto dell'impianto di distribuzione, al servizio di pronto intervento, all'odorizzazione, alle dispersioni e a eventuali incidenti da gas combustibile verificatisi sugli impianti di distribuzione.

Per l'impresa non sono state riscontrate violazioni degli obblighi di servizio previsti dalla RQDG.

L'elenco delle verifiche ispettive effettuate è riportato nella tavola 5.8.

### TAV. 5.8

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di sicurezza del servizio

Febbraio-Marzo 2012

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
1 grande impresa 1 piccola impresa 1 ente locale	Verifica della corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione di gas degli obblighi in materia di sicurezza del servizio.	Verificata la corretta applicazione della RQDG per una grande impresa. Verificate violazioni della RQDG e l'interruzione del pubblico servizio per una piccola impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEG.

#### Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio

Nel periodo giugno-settembre 2012 sono state effettuate dall'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 24 maggio 2012, 220/2012/E/gas, nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio.

Le ispezioni avevano lo scopo di verificare la corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione di gas naturale, degli obblighi di cui alla delibera ARG/gas 120/08 e in particolare dell'allegato *Testo unico* – Parte I (RQDG) che, all'art. 32, regola il sistema degli incentivi per i miglioramenti della sicurezza del servizio. 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 ispettive sui dati di sicurezza delle reti di distribuzione hanno interessato tre grandi imprese. Le ispezioni sono state effettuate controllando 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 accertare, per due grandi imprese, il rispetto per il 2011 dei requisiti di cui alla RQDG, mentre per una grande impresa di distribuzione del gas sono state riscontrate violazioni degli obblighi di servizio previsti dalla RQDG.

Con la delibera 21 febbraio 2013, 72/2013/S/gas, l'Autorità ha pertanto avviato una istruttoria formale nei confronti della



suddetta impresa, che potrebbe concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, ovvero con l'accettazione di eventuali impegni presentati dall'impresa.

Nel corso dei primi mesi del 2013, la suddetta impresa ha presentato, ai sensi del regolamento per la disciplina dei procedimenti

sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni, allegato alla delibera 14 giugno 2012, 243/2012/E/com, proposte di impegni, con riferimento alla delibera 72/2013/S/gas, che sono attualmente in fase di valutazione da parte dell'Autorità. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 5.9.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
3 grandi imprese	Verifica della corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione di gas degli obblighi di cui all'art. 32 della RQDG.	Verificata la corretta attuazione dell'art. 32 della RQDG per 2 grandi imprese. Ricontrate possibili violazioni per una grande impresa. Avviata 1 istruttoria formale ai fini sanzionatori (72/2013/S/gas).

#### TAV. 5.9

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio  
Giugno-Settembre 2012

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEG.

#### Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel periodo aprile-maggio 2012 sono stati effettuati dai militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza 50 controlli telefonici, nei confronti di 50 imprese distributrici di gas, previsti dalla delibera 8 marzo 2012, 83/2012/E/gas, mediante chiamate al servizio di pronto intervento. Sono state altresì effettuate, nel periodo luglio-ottobre 2012, le successive verifiche ispettive con sopralluogo presso 9 imprese, individuate tra le suddette 50, in base agli esiti dei controlli già realizzati mediante chiamate telefoniche.

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 sia feriali sia festivi, in orario sia diurno sia notturno.

Le successive 9 verifiche ispettive, in esito ai controlli telefonici, 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 previste dalla delibera ARG/gas 120/08 e, in particolare, dall'allegato *Testo unico* - Parte I (RQDG).

Le verifiche ispettive in materia di pronto intervento hanno interessato una grande impresa, 3 medie imprese e 5 piccole imprese. Le ispezioni sono state effettuate controllando elementi documentali e informativi relativi ai dati di sicurezza del servizio comunicati all'Autorità, con riferimento in particolare al servizio di pronto intervento, mediante l'ascolto e l'eventuale acquisizione di registrazioni vocali di chiamate pervenute al centralino di pronto intervento.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di accertare l'adeguatezza del servizio di pronto intervento per una grande e una media impresa distributtrice, mentre per 2 medie e 5 piccole imprese ha evidenziato l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento, in violazione degli obblighi previsti dall'art. 25 della RQDG, di cui alla delibera ARG/gas 120/08.

Con le delibere 29 novembre 2012, 499/2012/S/gas, 31 gennaio 2013, 36/2013/S/gas, e 28 febbraio 2013, 84/2013/S/gas, l'Autorità ha pertanto avviato 7 istruttorie formali nei confronti delle suddette imprese di distribuzione, che potrebbero concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, ovvero con l'accettazione di eventuali impegni presentati dalle imprese.

Nel corso dei primi mesi del 2013, 4 delle suddette imprese hanno presentato, ai sensi del regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni (allegato alla delibera 243/2012/E/com),

proposte di impegni, con riferimento alla delibera 499/2012/S/gas, che sono attualmente in fase di valutazione da parte dell'Autorità. Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 5.10.

#### TAV. 5.10

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Aprile-Ottobre 2012

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
<b>Controlli telefonici:</b> 50 imprese, di cui 9 grandi imprese, 23 medie imprese, 18 piccole imprese, per un totale di 161 chiamate telefoniche.	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.	Verificate criticità nelle modalità di accesso al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice per 1 grande impresa, 3 medie imprese, 5 piccole imprese.
<b>Verifiche ispettive:</b> 1 grande impresa, 3 medie imprese, 5 piccole imprese.	Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento gas ai sensi della RQDG, di cui alla delibera ARG/gas 120/08.	Verificato il corretto funzionamento del servizio di pronto intervento per 1 grande impresa e 1 media impresa. Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso 2 medie imprese e 5 piccole imprese; avviate 7 istruttorie formali sanzionatorie nei confronti delle suddette (delibere 499/2012/S/gas, 36/2013/S/gas e 84/2013/S/gas).

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEG.

#### Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione

Nel periodo luglio-ottobre 2012 sono state effettuate, dall'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 22 marzo 2012, 104/2012/E/eeel, nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

Le verifiche ispettive avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione del TICA da parte dei gestori di rete, con particolare riferimento a:

- i tempi della messa a disposizione del preventivo e/o nella realizzazione della connessione;
- il contenuto delle soluzioni tecniche minime generali e dei preventivi per la connessione;
- le tempistiche di erogazione degli indennizzi automatici;

- la possibilità, da parte dei richiedenti la connessione, di contattare i soggetti individuati dalle imprese distributrici come responsabili della pratica di connessione.

Le verifiche ispettive hanno interessato tre grandi imprese di distribuzione elettrica. Le ispezioni sono state effettuate controllando elementi documentali e informativi relativi all'iter procedurale di connessione con la rete, inclusa la corretta corresponsione degli indennizzi da riconoscere in caso di ritardo, anche con riferimento a singole pratiche individuali.

Per due imprese i controlli hanno evidenziato il rispetto del TICA, mentre sono in corso di valutazione gli esiti per la terza impresa. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 5.11.

#### Verifiche ispettive nei confronti di imprese titolari di impianti di produzione fotovoltaici in materia di connessione con la rete elettrica

Nel 2012 è stato avviato il programma di verifiche ispettive, approvato con la delibera 6 dicembre 2012, 523/2012/E/efr, nei confronti di imprese titolari di impianti di produzione fotovoltaici,



IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
3 grandi imprese	Verifica della corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione del TICA.	Verificata la corretta attuazione del TICA per 2 grandi imprese. Esiti in corso di valutazione per 1 grande impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti, media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEG.

#### TAV. 5.11

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete di impianti di produzione

Luglio-Ottobre 2012

in materia di connessione con la rete elettrica.

Nel mese di dicembre 2012, l'Autorità, in collaborazione con il GSE e il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, ha effettuato le prime verifiche ispettive del programma, che hanno riguardato nove impianti fotovoltaici nella titolarità di due imprese di produzione. Le verifiche sono proseguite anche nei primi mesi del 2013 con riferimento ad altri dodici impianti nella titolarità di dieci imprese.

Le attività di verifica in questo nuovo campo d'indagine si sono rese necessarie a seguito di alcune segnalazioni del GSE, ossia dell'organismo che eroga gli incentivi per la produzione di energia da fonte rinnovabile, che aveva riscontrato impianti fotovoltaici per i quali risultava attivata la connessione con la rete (condizione necessaria per l'entrata in esercizio) entro il 27 agosto 2012, data limite per accedere all'incentivo del IV Conto energia, ma per i quali, al 30 novembre 2012, non risultavano ancora pervenute le relative richieste di incentivo.

Poiché il ritardo nella presentazione della richiesta di incentivo comporta la perdita dell'incentivo medesimo sull'energia prodotta prima della presentazione della richiesta e l'esclusione dell'intero ammontare degli incentivi (20 anni) in caso di dichiarazione mendace, l'Autorità ha ritenuto opportuno verificare i motivi in base ai quali un operatore, titolare di impianto in esercizio e con diritto agli incentivi previsti dal IV Conto energia - più elevati rispetto a quelli fissati nel V Conto energia - ritardasse a presentare la domanda, con conseguente suo danno economico. Una delle possibili spiegazioni poteva essere che l'impianto non fosse stato realmente completato e connesso con la rete entro la data limite del 27 agosto 2012.

Le verifiche ispettive, pertanto, hanno riguardato la procedura di

connessione con la rete e di entrata in esercizio degli impianti, con lo scopo di accertare:

- la correttezza delle informazioni inserite nel data base GAUDI (sistema di Gestione dell'anagrafica unica degli impianti di produzione) gestito da Terna, con particolare riferimento alla data di completamento dei lavori;
- la corretta applicazione delle regole di connessione con la rete, con particolare riferimento al rispetto delle procedure relative all'entrata in esercizio.

Le prime verifiche, svolte nel mese di dicembre 2012, hanno interessato due imprese titolari di nove impianti di produzione, per una potenza nominale pari a 840 kW complessivi.

Le ispezioni sono state effettuate sia controllando elementi documentali e informativi relativi all'iter procedurale di connessione con la rete e di entrata in esercizio degli impianti, nonché alla effettiva e completa realizzazione degli impianti (fatture e documenti di trasporto, documenti di collaudo e di attivazione della connessione), sia visionando gli impianti oggetto di verifica.

I controlli nei confronti delle prime 2 imprese hanno permesso di verificare la correttezza delle informazioni inserite nel data base GAUDI e dell'applicazione delle regole di connessione. Gli esiti delle verifiche ispettive svolte nel corso del 2012 sono sintetizzati nella tavola 5.12. L'attività di controllo è proseguita nei primi mesi del 2013 con l'effettuazione di ulteriori dieci verifiche ispettive presso altrettante imprese di produzione titolari di dodici impianti di produzione fotovoltaici, per una potenza nominale pari a 5.270 kW.

<sup>1</sup> Decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, del 5 maggio 2011, recante *Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici*.

**TAV. 5.12**

Verifiche ispettive nei confronti di imprese titolari di impianti di produzione fotovoltaici in materia di connessione con la rete elettrica

Dicembre 2012

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
2 imprese titolari di 9 impianti di produzione fotovoltaici.	Verifica della correttezza delle informazioni presenti nel data base GAUDI e dell'applicazione delle regole di connessione con la rete (TICA), con particolare riferimento alla data di entrata in esercizio.	Verificata la correttezza delle informazioni inserite nel data base GAUDI e la corretta applicazione delle regole di connessione previste dal TICA per 2 imprese.

(A) Le verifiche, avviate nel dicembre 2012, sono poi proseguite nel corso del 2013 presso altre 10 imprese titolari di 12 impianti.

Fonte: AEEG.

**Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie, nei confronti di imprese elettriche minori non trasferite all'Enel**

Nel periodo giugno-dicembre 2012 sono state effettuate, dall'Autorità e dalla CCSE con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, due verifiche ispettive, ai sensi della delibera 24 maggio 2012, 218/2012/E/eel, e una verifica, ai sensi della delibera 18 ottobre 2012, 425/2012/E/eel, nei confronti di imprese elettriche minori non trasferite all'Enel in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie.

Con riferimento alla delibera 218/2012/E/eel, le ispezioni avevano

lo scopo di verificare tra l'altro:

- le dichiarazioni rilasciate e la documentazione prodotta nell'ambito del processo istruttorio finalizzato al riconoscimento delle integrazioni tariffarie;
- la presenza di sussidi incrociati tra attività oggetto di integrazione tariffaria e altre attività svolte dalle società e le modalità di affidamento diretto di contratti di servizio e appalto a società appartenenti o collegate al medesimo gruppo societario;
- l'applicazione della normativa relativa alle reti di distribuzione, in particolare quella riguardante la valorizzazione delle perdite, l'installazione dei misuratori e le modalità di prestazione del

**TAV. 5.13**

Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie nei confronti di imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Luglio-Ottobre 2012

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO <sup>(A)</sup>	MOTIVAZIONE	ESITO
2 piccole imprese.	Verifica delle dichiarazioni rilasciate e della documentazione prodotta al fine del riconoscimento delle integrazioni tariffarie.	Verificata la correttezza delle dichiarazioni rilasciate e delle documentazioni prodotte nell'ambito del processo istruttorio finalizzato al riconoscimento delle integrazioni tariffarie spettanti per 2 piccole imprese. Segnalate alla CCSE e al MSE criticità di natura finanziaria per una piccola impresa.
1 media impresa.	Verifica della situazione finanziaria dell'impresa e rapporti <i>intercompany</i> . Controllo delle modalità per l'approvvigionamento di combustibile.	Segnalate alcune criticità che sono oggetto di valutazione per l'adozione dei relativi seguiti.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Fonte: AEEG.



servizio di misura, l'applicazione delle tariffe;

- l'applicazione della normativa introdotta dall'Autorità in materia di separazione contabile e amministrativa;
- la stabilità della *governance* aziendale, anche ai fini della continuità della fornitura agli utenti;
- lo stato di efficienza dei sistemi di produzione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, anche mediante sopralluogo.

Le verifiche ispettive hanno interessato due imprese, e nel corso delle ispezioni sono stati controllati, in particolare, i documenti di fatturazione, i contratti di fornitura dell'energia elettrica, le dichiarazioni relative ai ricavi ammessi, l'*unbundling* contabile, i contratti per servizi, i crediti e i debiti e l'efficienza dei sistemi di produzione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Per entrambe le imprese è stata accertata la correttezza delle dichiarazioni rilasciate e della documentazione prodotta nell'ambito del processo istruttorio finalizzato al riconoscimento delle integrazioni tariffarie spettanti; tuttavia, per una impresa sono emerse criticità di natura finanziaria che sono state segnalate alla CCSE e al Ministero dello sviluppo economico.

Con riferimento alla delibera 425/2012/E/eel, l'ispezione aveva lo scopo tra l'altro di:

- acquisire sia informazioni e documentazione nell'ambito della gestione dell'istanza di richiesta, presentata dall'impresa e inviata alla CCSE, di interventi finanziari straordinari, sia ogni elemento necessario a verificare l'effettiva situazione economico-finanziaria dell'impresa;
- verificare sia i rapporti *intercompany* in essere tra le società controllanti, controllate, collegate e correlate, ivi compresi, tra l'altro, i crediti e i debiti derivanti da contratti di servizio tra le suddette società, sia il quadro dei rapporti di natura economico-finanziaria intercorrenti tra l'impresa e le società del gruppo, collegate, correlate e le persone fisiche rientranti tra gli azionisti e/o gli amministratori della società;
- accertare le modalità seguite per l'approvvigionamento di combustibile.

La verifica ispettiva ha interessato una media impresa e nel corso dell'ispezione sono stati controllati, in particolare, i bilanci di esercizio, i verbali delle riunioni del Consiglio di amministrazione e dell'Assemblea dei soci, le schede cespiti, i documenti bancari e

le fatture per l'acquisto di combustibile.

L'analisi degli esiti dell'ispezione ha evidenziato alcune criticità che sono oggetto di valutazione per l'adozione dei relativi seguiti.

L'elenco delle verifiche ispettive effettuate nei confronti delle imprese elettriche minori è riportato in dettaglio nella tavola 5.13.

#### Verifiche ispettive sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivata

In considerazione della rilevanza economica degli oneri posti a carico del sistema elettrico dai meccanismi di incentivazione destinati alle fonti rinnovabili, alle c.d. "fonti assimilate" e agli impianti di cogenerazione, sin dal 2004 l'Autorità ha deciso di intensificare e di estendere le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione incentivati, avvalendosi della CCSE ai sensi della delibera n. 60/04. La legge n. 99/09 prevede che l'Autorità si avvalga del GSE per lo svolgimento delle attività tecniche sottese all'accertamento e alla verifica dei costi posti a carico dei clienti, come maggiorazioni e ulteriori componenti del prezzo finale dell'energia elettrica. Con la delibera GOP 71/09, l'Autorità ha dato attuazione alla suddetta disposizione di legge, individuando le attività oggetto di avvalimento, e con la delibera GOP 43/10 ha disposto sia la costituzione presso il GSE di un Comitato di esperti, sia il trasferimento al GSE dell'Albo dei componenti dei Nuclei ispettivi, costituito presso la CCSE. Il Disciplinare di avvalimento approvato con la delibera GOP 71/09 è stato rinnovato ed esteso al triennio 2013-2015 con la delibera 509/2012/E/com.

Dall'inizio di queste attività di verifica nel 2005 al 31 marzo 2013 sono state effettuate dalla CCSE, fino al 30 giugno 2010, e poi dal GSE, direttamente o con l'Autorità, sopralluoghi e accertamenti presso 218 impianti, per una potenza installata complessiva di circa 15.600 MW, di cui il 39,8% costituita da impianti assimilati, il 53,4% da impianti cogenerativi puri e il 6,8% da impianti alimentati da fonti rinnovabili (Tav. 5.14).

Dal punto di vista della tipologia del trattamento incentivante riconosciuto, le verifiche ispettive hanno riguardato i seguenti segmenti:

- 65 impianti assimilati, per una potenza installata pari a 6.230 MW, dei quali 39 impianti titolari di convenzioni di cessione destinata CIP6, 8 impianti con convenzioni ex provvedimento CIP n. 34/90 e 18 impianti con cessioni di eccedenze. Di tutti

questi, 34 impianti, per una potenza complessiva pari a 4.052 MW, hanno richiesto anche il riconoscimento della condizione di cogenerazione ai sensi della delibera 19 marzo 2002, n. 42;

- 77 impianti cogenerativi, per una potenza pari a 8.345 MW;
- 76 impianti rinnovabili, per una potenza pari a circa 1.062 MW, di cui 18 alimentati a biomasse, 32 a rifiuti, 21 a biogas,

#### TAV. 5.14

Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte in collaborazione con la CCSE e il GSE

Gennaio 2005 - 31 Marzo 2013

TIPOLOGIA DI IMPIANTI	IMPIANTI			DI CUI ANCHE COGENERATIVI		
	Numero	MW	Quota	Numero	MW	Quota
Assimilati CIP6	39	4.981	31,9%	22	3.574	22,9%
Assimilati ex CIP n. 34/90	8	961	6,1%	4	386	2,5%
Assimilati eccezioni	18	288	1,8%	8	92	0,6%
<b>TOTALE ASSIMILATI</b>	<b>65</b>	<b>6.230</b>	<b>39,8%</b>	<b>34</b>	<b>4.052</b>	<b>25,9%</b>
<b>COGENERATIVI PURI</b>	<b>77</b>	<b>8.345</b>	<b>53,4%</b>	<b>77</b>	<b>8.345</b>	<b>53,4%</b>
Biomasse	18	415	2,7%	-	-	-
RSU	32	528	3,4%	-	-	-
Biogas	21	40	0,3%	-	-	-
Eolico	4	73	0,5%	-	-	-
Idroelettrici a bacino	1	6	0,0%	-	-	-
<b>TOTALE RINNOVABILI</b>	<b>76</b>	<b>1.062</b>	<b>6,8%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE</b>	<b>218</b>	<b>15.637</b>	<b>100,0%</b>	<b>111</b>	<b>12.397</b>	<b>79,3%</b>
Di cui in avvalimento alla CCSE fino al 30 giugno 2010	130	9.351	59,8%	66	7.220	46,2%

Fonte: AEEG.

oltre a 4 impianti eolici e un impianto idroelettrico a bacino.

Gli accertamenti finora conclusi hanno consentito di avviare procedure per il recupero amministrativo di circa 282 milioni di euro, di cui il 58% connessi con importi indebitamente percepiti da impianti assimilati CIP6, e il 42% relativi al mancato acquisto di certificati verdi per impianti che non sono risultati cogenerativi. Dei 282 milioni di euro relativi all'avvio di azioni di recupero amministrativo, 142,3 milioni di euro sono già stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti e portati a riduzione delle bollette, inclusi 32 milioni di euro relativi a un accertamento per il quale è ancora pendente il giudizio presso il Consiglio di Stato, con conseguente sgravio del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (componente  $A_3$ , oggi l'onere generale di sistema più rilevante che grava sulle bollette). Dei restanti 140 milioni di euro è ancora pendente l'esito del contenzioso intentato dalle parti.

Nei primi mesi del 2013 il Consiglio di Stato si è pronunciato a favore dell'Autorità su tre casi particolarmente rilevanti, respingendo due appelli presentati dalle parti (sentenze n. 2659/13 e n. 2715/13) e accogliendo un appello dell'Autorità (sentenza n. 2362/13): i recuperi amministrativi coinvolti ammontano, per i primi due casi, a 13,5 milioni di euro di contributi CIP6, già versati nel 2008-2009, e, per il terzo caso, a oltre 13 milioni di euro per mancato rispetto della condizione di cogenerazione di un impianto il cui titolare è stato recentemente assoggettato dal GSE all'acquisto dei relativi certificati verdi.

Tali recuperi, essendo relativi ad alcuni anni oggetto di verifica, sono destinati a produrre effetti anche con riferimento alle produzioni dei prossimi anni, successivi a quelli oggetto di accertamento e per tutta la durata delle convenzioni pluriennali di cessione destinata, contribuendo così a ridurre, anche per il futuro, il fabbisogno del conto  $A_3$ .

Oltre ai recuperi amministrativi sopra citati, la campagna



di accertamenti sugli impianti di produzione incentivati ha prodotto:

- un rilevante effetto di *moral suasion*, nel senso che la campagna di ispezioni ha indotto una maggior propensione alle verifiche interne e al rispetto delle norme;
- un miglioramento del quadro regolatorio, soprattutto con riferimento agli aspetti applicativi e ai casi particolarmente complessi (definizione della quantità strettamente indispen-

sabile di combustibili fossili utilizzati unitamente a quelli di processo, residui e fonti rinnovabili; definizione dei servizi ausiliari di centrale; definizione del valore netto dell'energia elettrica prodotta e dell'energia termica utile prodotta);

- un'efficace forma di collaborazione con la CCSE e il GSE che, attraverso il Comitato di esperti e la costituzione di un albo selezionato dei componenti dei nuclei ispettivi, ha visto la collaborazione delle migliori università e dei più accreditati esperti del settore.

## Attività di vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione della maggiorazione Ires

A inizio 2013 l'Autorità ha trasmesso al Parlamento la V Relazione (24 gennaio 2013, 18/2013/l/rht) sugli esiti dell'attività di vigilanza svolta nel 2012 nei confronti delle imprese del settore energetico, per le quali il decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, aveva introdotto una maggiorazione dell'aliquota Ires e imposto il divieto di traslazione della stessa sui prezzi al consumo.

Sono stati così illustrati i risultati delle verifiche sui dati contabili trasmessi dagli operatori per l'esercizio 2010 e sono state fornite alcune anticipazioni riguardanti il perimetro degli operatori vigilati e il gettito dell'addizionale da questi dovuto per il 2011. L'Autorità dispone infatti delle informazioni contabili necessarie alle analisi dopo circa un anno dall'esercizio cui si riferiscono (le dichiarazioni fiscali vengono rese entro il 30 settembre successivo all'esercizio di riferimento).

In quest'ultimo rapporto si è posta, infine, l'attenzione sul ruolo assegnato all'Autorità dal legislatore e dal giudice amministrativo: un'attività di vigilanza sul puntuale rispetto del divieto di traslazione sui prezzi al consumo dell'onere derivante dalla maggiorazione Ires, che si risolve nella segnalazione al Parlamento degli esiti

dell'attività svolta, mediante la presentazione di una *Relazione Annuale*.

### Riordino delle disposizioni in materia di vigilanza sul divieto di traslazione

In data 27 settembre 2012, l'Autorità ha adottato la delibera 394/2012/E/rht, *Riordino delle disposizioni in materia di vigilanza sulla puntuale osservanza del divieto di traslazione della maggiorazione d'imposto di cui all'art. 81, comma 18, del decreto legge n. 112/08, convertito con modificazioni in legge 6 agosto 2008, n. 133*, disponendo una razionalizzazione e semplificazione degli adempimenti connessi con l'attività di vigilanza, in sostanziale continuità con le precedenti delibere in materia.

Le nuove disposizioni costituiscono un rinnovato assetto dell'attività di vigilanza, salvaguardano le modalità di analisi relative ai dati contabili trasmessi dagli operatori e uniformano gli adempimenti anche con riferimento alle tempistiche di trasmissione delle informazioni e dei documenti; recepiscono

<sup>2</sup> Delibere 2 settembre 2008, VIS 91/08, 2 novembre 2009, VIS 109/09 e 25 novembre 2009, VIS 133/09.

inoltre le norme di cui al decreto legge 13 agosto 2011, n. 138<sup>3</sup>, e le indicazioni contenute nelle pronunce del giudice amministrativo in materia di vigilanza.

È stata mantenuta la possibilità, per gli Uffici dell'Autorità, di richiedere motivazioni in merito alla variazione del margine di contribuzione semestrale, attribuibile, almeno in parte, alla dinamica dei prezzi praticati dalle imprese, nonché la possibilità di ricorrere all'avvio di procedimenti individuali nei casi in cui, valutate le motivazioni e le ulteriori informazioni e i documenti richiesti agli operatori, permanga una variazione del margine di contribuzione semestrale tale da costituire presupposto di traslazione.

Solo nei casi di mancata ottemperanza agli obblighi informativi è fatta salva – come enunciato dalle sentenze del giudice amministrativo – la possibilità di avviare procedimenti sanzionatori e ispezioni, al fine di indurre gli operatori alla piena collaborazione e consentire all'Autorità di svolgere il proprio compito.

Nell'ambito del processo di consultazione per l'adozione della delibera 394/2012/E/rht, l'Autorità ha ricevuto solo cinque osservazioni, di cui una formulata da un'associazione di settore e le altre da imprese soggette a vigilanza; di queste solo due hanno fornito indicazioni in merito agli specifici aspetti trattati nel provvedimento, che non hanno tuttavia giustificato ulteriori interventi sulla delibera.

#### Attività di vigilanza svolta nell'anno 2012

L'attività di vigilanza svolta nel 2012 ha riguardato in particolare i dati contabili semestrali e le informazioni trasmesse dagli operatori per gli esercizi 2010 e 2011.

Vale la pena sottolineare che l'Autorità acquisisce le informazioni e i documenti secondo le tempistiche previste dalla delibera 394/2012/E/rht; dette tempistiche tengono conto delle scadenze stabilite *ex lege* per alcuni adempimenti di tipo civilistico e fiscale (quali l'approvazione del bilancio d'esercizio e la presentazione della dichiarazione dei redditi). Questi adempimenti avvengono di norma nell'esercizio successivo a quello cui si riferiscono; pertanto, gli Uffici dispongono di tutte le informazioni necessarie alla vigilanza a distanza di circa un anno dal termine dell'esercizio di riferimento.

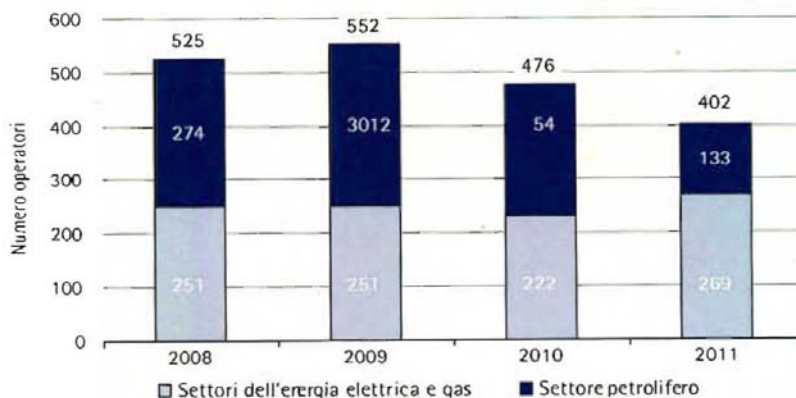
Per l'esercizio 2010 gli operatori vigilati sono risultati 476, di cui 222 appartenenti al settore dell'energia elettrica e gas e 254 al settore petrolifero (Fig. 5.1).

Dalla verifica sui dati contabili relativi al 2010 è emersa la seguente situazione:

- per 199 operatori, di cui 105 appartenenti al settore dell'energia elettrica e gas e 94 a quello petrolifero, è stata riscontrata una variazione positiva del margine di contribuzione semestrale,

Fig. 5.1

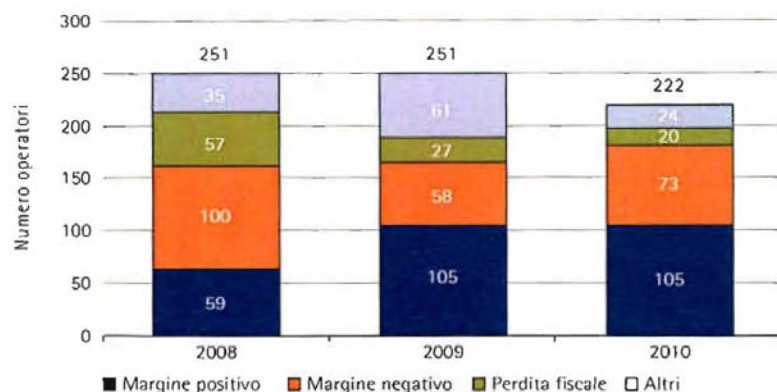
Operatori soggetti alla vigilanza RHT  
Esercizi 2008-2011



Fonte: AEEG.

<sup>3</sup> Il decreto legge n. 138/11, oltre a prevedere un incremento di aliquota dell'addizionale di imposta di 4 punti percentuali per il triennio 2011-2013 (dal 6,5% al 10,5%), aveva introdotto nuove soglie per l'assoggettamento alla maggiore imposta (volume dei ricavi superiore a 10 milioni di euro e reddito imponibile superiore a un milione di euro) ed esteso l'applicazione della medesima e la conseguente vigilanza dell'Autorità ai settori di trasmissione, dispacciamento e distribuzione dell'energia elettrica, nonché di trasporto e distribuzione del gas naturale, includendo le società che producono energia elettrica mediante l'impiego prevalente di biomasse e da fonte solare-fotovoltaica o eolica.

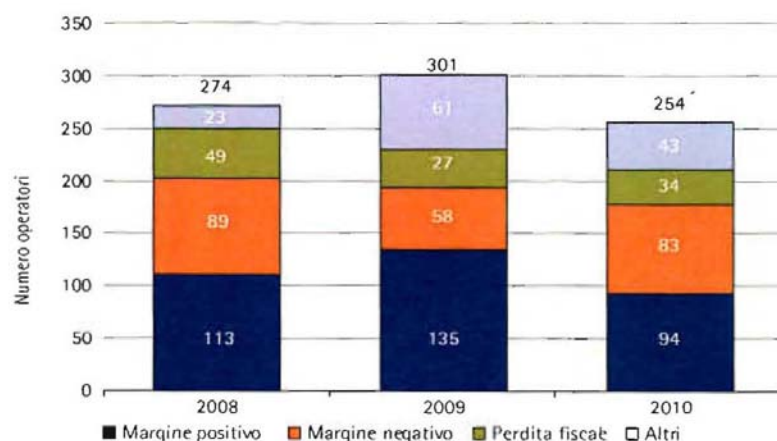




Fonte: AEEG.

Fig. 5.2

Risultanze delle verifiche contabili sulle imprese dei settori dell'energia elettrica e del gas vigilate  
Esercizi 2008-2010



Fonte: AEEG.

Fig. 5.3

Risultanze delle verifiche contabili sulle imprese del settore petrolifero vigilate  
Esercizi 2008-2010

riconducibile almeno in parte alla dinamica dei prezzi;

- per 156 operatori, di cui 73 appartenenti al settore dell'energia elettrica e gas e 83 a quello petrolifero, non sono emerse variazioni rilevanti ai fini della vigilanza (variazioni negative dei margini di contribuzione o variazioni positive attribuibili a maggiori volumi negoziati);
- i restanti 121 operatori, di cui 44 appartenenti al settore dell'energia elettrica e gas e 77 a quello petrolifero, rappresentano imprese che: i) non hanno prodotto reddito imponibile ai fini Ires; ii) sono stati interessati da rilevanti variazioni dell'assetto societario, tali da rendere inattuabile qualsiasi tipo di raffronto (fusioni, acquisizioni e cessioni di

rami d'azienda); iii) non hanno dato corso agli adempimenti richiesti; iv) hanno operato prevalentemente in regime di tutela.

Rispetto al gettito complessivo dell'addizionale Ires, che per l'esercizio 2010 è risultato pari a 527 milioni di euro, l'apporto relativo di ciascun segmento è stato:

- per i 199 operatori sopra menzionati, pari a 177,1 milioni di euro, dei quali 105,7 dal settore energia elettrica e gas e 71,4 dal settore petrolifero;
- per i 156 operatori sopra menzionati, pari a 349,9 milioni di

euro, di cui 301,3 dal settore energia elettrica e gas e 48,6 dal settore petrolifero.

Nel rappresentare la dinamica dei prezzi praticati dalle imprese in un determinato semestre (rispetto al corrispondente semestre precedente l'introduzione del divieto), l'Autorità ha considerato le variazioni aggregate (effetto prezzo) che costituiscono la base di partenza per i possibili futuri approfondimenti, effettuati mediante l'invio di richieste di motivazioni della variazione del margine riscontrata e di ulteriori informazioni contabili.

Sono quindi stati individuati 199 soggetti (105 appartenenti al settore energia elettrica e gas e 94 al settore petrolifero) su alcuni dei quali, selezionati in base all'entità e alla persistenza degli effetti osservati anche a seguito delle risposte pervenute alla richiesta di motivazioni, si concentreranno le successive analisi istruttorie, che potrebbero prevedere l'avvio di procedimenti individuali finalizzati all'accertamento della violazione del divieto di traslazione.

Per chiarire i contenuti della Relazione al Parlamento, l'Autorità ha organizzato un incontro con le associazioni dei consumatori, nel corso del quale sono stati affrontati gli aspetti principali della vigilanza e sono stati illustrati i poteri (referenti nei confronti del Parlamento) riconosciuti dal giudice amministrativo in materia di traslazione. A seguito dell'incontro è stata inoltre pubblicata sul sito internet dell'Autorità una nota informativa, con l'obiettivo di coinvolgere e informare correttamente i consumatori e le piccole e medie imprese di settore in merito ai risultati della vigilanza rappresentati nella suddetta Relazione.

Con specifico riferimento alla vigilanza svolta sui dati relativi all'esercizio 2011, l'Autorità ha segnalato una riduzione del perimetro degli operatori vigilati (da 476 unità nel 2010 a 402 unità nel 2011), attribuibile all'azione combinata di due fattori: i) la permanenza nel 2010 di una congiuntura economica negativa a livello nazionale che ha influito sui risultati delle aziende del settore energetico (già ricordare che, per l'applicazione della maggiore imposta, si considerano i parametri reddituali dell'esercizio precedente); ii) le modifiche normative introdotte dall'art. 7 del decreto legge n. 138/11 sui requisiti per l'assoggettamento alla maggiore imposta.

Quest'ultimo intervento legislativo, pur nell'intento originario di ampliare l'ambito soggettivo di applicazione dell'addizionale

Ires (contestualmente aumentata di quattro punti percentuali), ha di fatto determinato una sensibile contrazione del numero degli operatori interessati dal maggior tributo, specie nel settore petrolifero (il perimetro dei vigilati si è quasi dimezzato rispetto al precedente esercizio). In tal senso si rileva l'introduzione di un "nuovo" parametro soglia: il reddito imponibile superiore a un milione di euro.

Di fatto, numerose imprese del settore petrolifero, tra cui società multinazionali di rilevanti dimensioni in termini di fatturato, non hanno applicato l'addizionale Ires nell'esercizio 2011 in quanto, nel 2010, hanno registrato perdite fiscali, ovvero hanno prodotto un reddito imponibile inferiore a un milione di euro (anche mediante la deduzione dal reddito imponibile delle perdite pregresse ex art. 84 del TUIR<sup>4</sup>). Nel settore dell'energia elettrica e del gas l'adozione del nuovo parametro ha in parte neutralizzato l'estensione del tributo alle imprese attive nelle fonti rinnovabili e nei servizi a rete (nel 2011 vi sono state 47 unità vigilate in più rispetto al 2010).

#### Addizionale Ires di competenza degli esercizi 2010 e 2011

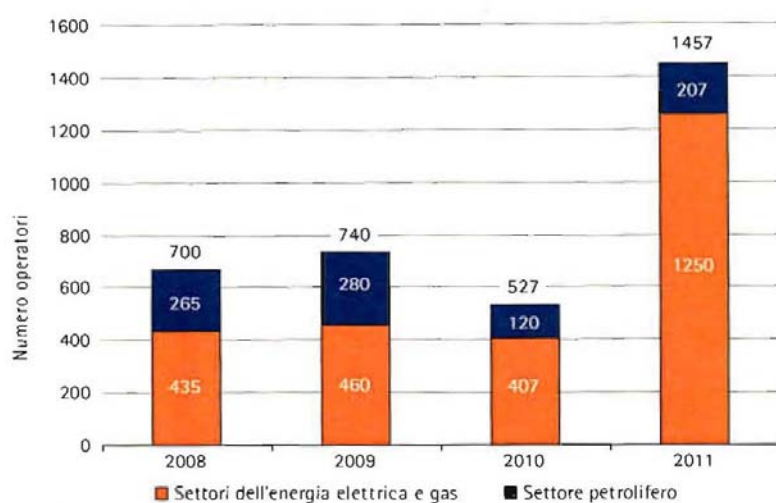
Dalle informazioni trasmesse dagli operatori è stato possibile quantificare in 527 milioni di euro l'addizionale Ires di competenza dell'esercizio 2010. La riduzione del gettito del tributo rispetto all'esercizio 2009, in cui l'addizionale Ires era stata pari a 740 milioni di euro (-213 milioni di euro), è attribuibile essenzialmente all'uscita dall'area di applicazione dell'imposta di 74 operatori e a una situazione di scarsa redditività riscontrata nelle imprese vigilate.

L'addizionale Ires di competenza dell'esercizio 2011, con un gettito pari a 1.457 milioni di euro, di cui 1.250 milioni di euro provenienti dal settore energia elettrica e gas, pari all'86% dell'intero settore energetico vigilato, ha invece fatto registrare un significativo incremento rispetto all'esercizio precedente (+930 milioni di euro). Ciò a fronte di una previsione di 900 milioni di euro, contenuta nella relazione tecnica al disegno di legge di conversione del decreto legge n. 138/11.

L'ammontare dell'addizionale Ires 2011, che ha interessato i settori dei servizi a rete e delle fonti rinnovabili, è risultato pari a complessivi 663 milioni di euro, di cui 600 milioni di euro dai servizi a rete e 63 milioni di euro dalle fonti rinnovabili. Tale

<sup>4</sup> TUIR: *Testo unico delle imposte sui redditi*, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917, e successive modificazioni e integrazioni.





Fonte: AEEG.

Fig. 5.4

Addizionale Ires di competenza degli esercizi 2008-2011  
Milioni di euro

	2008	2009	2010	2011
Volume di ricavi (a)	350.616	332.175	303.766	258.045
Addizionale Ires (b)	700	740	527	1.457
Rapporto b/a (%)	0,20%	0,22%	0,17%	0,56%

Fonte: AEEG.

TAV. 5.15

Incidenza dell'addizionale Ires sui ricavi negli esercizi 2008-2011  
Milioni di euro

gettito rappresenta il 53% circa del gettito del settore elettricità e gas e il 45% dell'intero settore energetico vigilato.

Con riferimento alle singole imprese, dai dati comunicati all'Autorità risulta per Snam Rete Gas un'addizionale Ires pari a 104,36 milioni di euro e per Terna 81,32 milioni di euro, per un totale di circa 185,7 milioni di euro. Il gettito di addizionale Ires più rilevante in misura assoluta è stato quello prodotto dalle società appartenenti al Gruppo Enel, di cui 312,3 milioni di euro dovuti dalla sola Enel Distribuzione.

L'importo complessivo dell'addizionale Ires versata, riferito a ogni esercizio, rappresenta il limite massimo di una possibile traslazione dell'addizionale sui prezzi al consumo (per l'esercizio 2010: 527 milioni di euro per la totalità dei 476 operatori).

Nei settori vigilati (petrolifero ed energia elettrica e gas),

l'incidenza dell'addizionale Ires per il 2011 è stata del 10,5% sul reddito imponibile *ante* imposte, ma è risultata inferiore all'1% dei ricavi conseguiti (0,2% fino all'introduzione del decreto legge n. 138/11). La vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione presuppone, per ogni esercizio, un esame comparativo tra le dinamiche dei ricavi di vendita (considerando i costi di acquisto) e l'onere fiscale a carico dei singoli operatori.

Un'ipotetica traslazione dell'addizionale Ires, posta in essere dall'intero sistema energetico, va ricercata nelle variazioni dei ricavi (e dei costi) e in misura massima pari all'ammontare del tributo stesso (527 milioni di euro per l'intero esercizio 2010, di cui 349,9 milioni di euro relativi a 156 operatori che hanno presentato una contrazione dei margini e 177,1 milioni di euro relativi a 199 soggetti che hanno presentato un incremento dei margini).

### Esiti del contenzioso: le pronunce del TAR Lombardia del 27 luglio 2012

Il 27 luglio 2012, il TAR Lombardia ha depositato 24 sentenze relative ad altrettanti ricorsi avverso provvedimenti dell'Autorità in materia di vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione.

Delle sentenze emesse dal TAR Lombardia, 16 hanno riguardato la delibera VIS 133/09 che dettava i criteri e le modalità dell'analisi di secondo livello per la verifica del rispetto del divieto di traslazione della maggiorazione di imposta. Con tali decisioni<sup>5</sup> il TAR, accogliendo gli argomenti proposti dall'Autorità nelle difese processuali, ha dichiarato inammissibili i ricorsi proposti dagli operatori avverso la citata delibera VIS 133/09, poiché «il provvedimento impugnato non è dotato di alcuna autonoma attitudine lesiva»; nella sostanza, il giudice amministrativo ha ritenuto che il provvedimento impugnato delinea solo i parametri per l'individuazione dei soggetti da sottoporre a ulteriori analisi e verifiche (c.d. "secondo livello di analisi"), limitandosi a indicare la tempistica per la trasmissione dei dati contabili e a formalizzare alcune semplificazioni agli adempimenti previsti da precedenti determinazioni; in ragione di ciò, ha dichiarato inammissibili, per carenza di interesse, tutte le impugnazioni proposte dagli operatori.

Con le rimanenti otto sentenze<sup>6</sup>, il TAR si è inoltre espresso in ordine ad altrettanti provvedimenti con cui, a valle della chiusura di procedimenti individuali, l'Autorità ha accertato la violazione del divieto di traslazione, proponendo l'adozione di specifiche misure prescrittive. Nelle sentenze, il giudice amministrativo ha inquadrato la funzione dell'Autorità in materia di vigilanza, definendo la stessa un "sistema di controllo referente" che ha come misura finale «la presentazione di una Relazione Annuale al Parlamento in ordine agli effetti economici della maggiorazione Ires sui prezzi al consumo e sui profitti delle imprese che ne sono soggette». Secondo il TAR, infatti, «restano estranei alla funzione di vigilanza i poteri sanzionatori e prescrittivi, che sono tipici della funzione regolatoria e funzionali al suo svolgimento, ma del tutto estranei al mero controllo con finalità referente sul divieto di traslazione del tributo».

Successivamente, il giudice amministrativo si è espresso

sulla metodologia adottata nello svolgimento delle analisi di secondo livello, sollevando alcune eccezioni sugli argomenti che, nel provvedimento finale, hanno motivato l'accertamento della violazione del divieto di traslazione. Il TAR, pur ritenendo possibile l'acquisizione delle informazioni aziendali necessarie a comprendere i fattori che hanno influenzano in concreto la formazione dei prezzi praticati dalle società, ha sostenuto che l'Autorità deve esprimere le proprie valutazioni sulla base di «criteri economicamente adeguati», al fine di verificare se «eventuali scostamenti sono giustificabili in base alle ordinarie dinamiche del mercato», oppure appaiono riconducibili all'aggravio derivante dall'applicazione dell'addizionale Ires.

Il TAR ha sostenuto che, «in base al dato normativo di riferimento (...) nella materia de qua non si assiste ad alcuna deroga al normale riparto dell'onere della prova, sicché spetta all'Autorità dimostrare che vi è stata traslazione. Di conseguenza, l'onere per le imprese coinvolte dalle procedure di accertamento di indicare le ragioni economiche dell'incremento del margine non si traduce nella dimostrazione di non avere traslato, ma nella mera esplicitazione delle scelte economiche, finanziarie e, più in generale, di gestione aziendale che hanno condotto alla variazione indicata», verificando inoltre che l'incremento del margine di contribuzione dovuto ai maggiori prezzi praticati «sia dipeso da scelte operative non rispondenti a criteri di corretta gestione aziendale, anche in relazione alla politica dei prezzi che l'impresa ha deciso di praticare».

Sulla base di tali assunzioni, il TAR ha quindi annullato i provvedimenti di accertamento della violazione del divieto di traslazione. L'Autorità non ha condiviso buona parte delle eccezioni sollevate dal giudice amministrativo in dette sentenze relative ai procedimenti individuali, in quanto le stesse, pur entrando nel merito della metodologia di analisi utilizzata nella fase istruttoria, non hanno fornito indicazioni su quali criteri possano definirsi "economicamente adeguati" né, in quale circostanza, le dinamiche di mercato possano definirsi "ordinarie", in modo tale da giustificare i prezzi praticati dalle imprese ed escludere possibili condotte traslative. Anche per i motivi esposti, con la delibera 18 ottobre 2012, 416/2012/C/rht, l'Autorità ha proposto appello avverso le citate sentenze del TAR Lombardia, ritenendo che le

<sup>5</sup> Si tratta delle sentenze nn. 3137/12, 2133/12, 2134/12, 3135/12, 3132/12, 3130/12, 2108/12, 2129/12, 2128/12, 2104/12, 2107/12, 2106/12, 2105/12, 2103/12, 2131/12, 2127/12.

<sup>6</sup> Si tratta delle decisioni nn. 2145/12, 2144/12, 2143/12, 2142/12, 2141/12, 2140/12, 2139/12, 2138/12.



stesse si prestino a essere censurate, relativamente alle statuizioni del giudice amministrativo riferite alle modalità di accertamento della traslazione adottate nelle analisi di secondo livello.

#### Provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2012 e procedimenti individuali in corso

Nei primi mesi del 2012 l'Autorità ha adottato quattro provvedimenti, con cui ha escluso la violazione del divieto di traslazione a carico di altrettante società nei confronti delle quali, nel 2010, erano stati avviati procedimenti individuali. In particolare, al termine degli approfondimenti condotti, gli Uffici dell'Autorità hanno rilevato che la variazione positiva del margine di contribuzione semestrale non rappresentava l'effetto di una traslazione d'imposta ma, in generale, di un aumento dei prezzi finalizzato al recupero di inefficienze a causa dell'aumento dei costi di gestione non inclusi nel margine di contribuzione.

È inoltre terminata la fase istruttoria relativa agli altri procedimenti individuali avviati nel 2010 nei confronti delle società che presentavano una variazione positiva del margine di contribuzione semestrale. Nel corso della fase istruttoria sono state richieste alle imprese ulteriori informazioni e valutate tutte le eccezioni trasmesse. Per queste società, le analisi di secondo livello hanno evidenziato che la variazione positiva del margine di contribuzione semestrale era interamente attribuibile alla dinamica dei prezzi praticati (c.d. "effetto prezzo"), attraverso i quali potrebbe essersi realizzata una traslazione della maggiorazione Ires; alle stesse società sono state inviate le risultanze istruttorie e, in data 3 ottobre 2012, si sono tenute le audizioni finali innanzi al Collegio dell'Autorità (ai sensi dell'art. 5, comma 3, lettera c), del decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244) e nei primi mesi del 2013 sono stati adottati i provvedimenti finali.

Nel corso del 2012, con la delibera 19 aprile 2012, 147/2012/S/rht, sono stati avviati sette procedimenti sanzionatori per mancata comunicazione di documenti e dati contabili, necessari allo svolgimento della vigilanza sul divieto di traslazione. Tali procedimenti si sono resi necessari in quanto le società non avevano fornito alcun riscontro entro i termini indicati dalla delibera 3 novembre 2011, VIS 100/11, con cui si intimavano le stesse ad adempiere agli obblighi informativi previsti dalla delibera 11 dicembre 2008, VIS 109/08. Anche per l'anno 2013 si procederà all'avvio di procedimenti sanzionatori nei confronti delle società

che non daranno riscontro all'intimazione ad adempiere agli obblighi informativi previsti dalla delibera 70/2013/E/rht del 21 febbraio scorso, relativi agli esercizi 2010 e 2011.

#### Collaborazione con la Guardia di Finanza

L'attività di vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione della maggiorazione d'imposta si è svolta anche per il 2012 in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, in base a quanto previsto dall'art. 3 del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68, e dal successivo Protocollo di intesa. Il supporto fornito dalla Guardia di Finanza nel monitoraggio dei dati contabili inviati dagli operatori vigilati ha permesso, tra l'altro, di verificare con continuità la posizione delle imprese interessate dal maggior tributo e dagli obblighi connessi con la vigilanza. In tal senso, gli accertamenti finora svolti dai militari hanno evidenziato ipotesi di violazioni alla normativa fiscale e tributaria a carico di imprese che si sono sottratte, in tutto o in parte, al pagamento dell'addizionale Ires. Oltre alla tutela dei consumatori finali da possibili condotte traslative, vanno quindi considerati gli effetti positivi della vigilanza in termini di recupero di maggiore imposta per l'erario dal 2008 al 2011, stimabili al momento in circa 5 milioni di euro.

## Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

Nel corso del 2012, l'attività dell'Autorità riconducibile al potere sanzionatorio si è arricchita di nuovi contenuti di tipo regolatorio. Ciò in applicazione dell'art. 45 del decreto legislativo n. 93/11 che, da un lato, ha attribuito all'Autorità il potere di disciplinare i procedimenti sanzionatori di sua competenza, adottando un regolamento che assicuri agli interessati la piena conoscenza degli atti istruttori e il contraddittorio in forma scritta e orale e, dall'altro, ha previsto un sistema che introduce la possibilità per le imprese, una volta aperto nei loro confronti un procedimento teso

all'irrogazione della sanzione, di presentare impegni utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme o dai provvedimenti violati, così introducendo per il tramite dell'istituto degli impegni una forma di "regolazione asimmetrica", richiamata dallo stesso decreto legislativo n. 93/11, art. 43, comma 5. Il meccanismo degli impegni consente inoltre un notevole risparmio di risorse, riducendo sensibilmente la durata del procedimento. Tuttavia, l'Autorità può riavviare il procedimento sanzionatorio nei casi in cui l'impresa contravvenga agli impegni assunti o la decisione si fondi su informazioni incomplete, inesatte o fuorvianti. In questi casi l'Autorità può irrogare una sanzione amministrativa pecuniaria aumentata fino al doppio di quella che sarebbe stata irrogata in assenza di impegni.

Al menzionato art. 45 del decreto legislativo n. 93/11 sono state poi apportate alcune modifiche dall'art. 58, comma 1, lett. a), del decreto legge 9 febbraio 2012, n. 5, convertito, con modificazioni, nella legge 4 aprile 2012, n. 35. La prima concerne la possibilità di adottare modalità procedurali semplificate di irrogazione delle sanzioni amministrative pecuniarie, il cui tratto essenziale è quello di permettere, nel rispetto dei diritti di contraddittorio e difesa, di evitare atti procedurali inutili e defatigatori, giungendo alla conclusione del procedimento con un notevole risparmio di tempo da parte della stessa amministrazione e dei soggetti coinvolti. La seconda riguarda la possibilità di deliberare, con atto motivato, l'adozione di misure cautelari, anche prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio. Con la delibera 243/2012/E/com l'Autorità, al termine della consultazione avviata con la delibera 6 ottobre 2011, ARG/com 136/11, ha adottato il Nuovo regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni, che ha recepito tra l'altro gli istituti degli impegni, della procedura semplificata e delle misure cautelari.

Sebbene l'introduzione del meccanismo degli impegni rappresenti una tappa centrale nell'evoluzione del sistema di *enforcement* - finora incentrato unicamente su strumenti di controllo e di repressione (sanzioni e provvedimenti inibitori) nonché di *moral suasion* - l'attività propriamente sanzionatoria ha continuato, comunque, a rivestire un ruolo rilevante a garanzia dell'attuazione delle regole nei settori di competenza dell'Autorità. Nel 2012 sono stati infatti gestiti 95 procedimenti sanzionatori, di cui 62 avviati e 33 conclusi. Per 4 procedimenti l'Autorità ha svolto, nel corso del 2012, la verifica di ammissibilità degli impegni, che ha dato esito

positivo in 3 casi. Fra i procedimenti conclusi, 18 sono culminati con l'accertamento delle responsabilità contestate (con la conseguente irrogazione di sanzioni per un importo complessivo pari a 3.325.225 €), 12 con l'accertamento dell'insussistenza delle violazioni e 3, come si è visto, con l'accettazione degli impegni.

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di individuare il consolidamento della linea di tendenza già avviata lo scorso anno in ordine alla ormai netta prevalenza del numero dei procedimenti gestiti in materia di mercati, nonché di sicurezza e servizi di rete, pari al 75,7% del totale (72 su 95).

#### Violazioni della regolazione in materia di infrastrutture - Violazione delle esigenze di sicurezza del sistema

Nel 2012 l'Autorità ha avviato undici procedimenti sanzionatori in materia di pronto intervento nei confronti di altrettante società di distribuzione del gas.

I procedimenti sono volti ad accertare la violazione dell'obbligo di disporre, anche attraverso il centralino telefonico, di adeguate risorse umane, materiali e tecnologiche per far fronte con tempestività alle richieste di pronto intervento. Le contestazioni riguardano altresì gli obblighi di registrazione e comunicazione all'Autorità dei dati relativi alla sicurezza e alla continuità del servizio di distribuzione.

Uno dei procedimenti avviati si è concluso senza l'irrogazione della sanzione, in quanto la società ha presentato degli impegni che l'Autorità ha approvato e reso obbligatori, perché ritenuti utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme violate.

Nelle medesime materie l'Autorità ha chiuso, senza l'irrogazione della sanzione, un procedimento avviato nel 2011, poiché la società ha presentato impegni aventi a oggetto, in particolare, campagne informative in materia di sicurezza, un incremento dei costi di formazione del personale interno, un miglioramento degli standard qualitativi del centralino di pronto intervento gas; tali impegni sono stati approvati e resi obbligatori perché ritenuti utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme violate. La proposta di impegni di un'altra società nell'ambito di un procedimento avviato nel 2011 per le medesime violazioni è stata invece dichiarata inammissibile.

L'Autorità ha poi avviato altri quattro procedimenti nei confronti di altrettante società di distribuzione di gas per il mancato rispetto



dell'obbligo di risanare o sostituire almeno il 50% delle condotte in ghisa con giunti in canapa e piombo, in esercizio al 31 dicembre 2003.

L'Autorità ha infine chiuso due procedimenti sanzionatori avviati nel 2010 nei confronti di altrettante società di distribuzione di energia elettrica, avendo accertato la violazione della disciplina in materia di continuità del servizio. In particolare, le violazioni contestate concernono disposizioni volte ad assicurare la verificabilità della correttezza delle registrazioni delle interruzioni dell'energia elettrica.

#### Violazioni della regolazione in materia di infrastrutture - Violazione delle disposizioni in materia di accesso ed erogazione dei servizi di rete

L'Autorità, all'esito di una verifica ispettiva, ha avviato il 26 gennaio 2012 un procedimento sanzionatorio nei confronti del maggior operatore nel mercato della distribuzione elettrica per possibili violazioni in materia di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione di energia elettrica. Al riguardo, è al vaglio dell'Autorità la presunta gestione irregolare di alcune richieste di connessione pervenute all'esercente nel periodo compreso tra gennaio 2008 e giugno 2011, relative alla distribuzione territoriale della rete in Puglia e Basilicata e alla distribuzione territoriale nel Triveneto.

Al fine di accertare l'eventuale violazione dell'obbligo di messa in servizio di gruppi di misura elettronici, l'Autorità ha poi avviato, anche al fine di adottare i relativi provvedimenti inibitori, 23 procedimenti nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas.

A seguito delle richieste di informazioni inoltrate nell'ambito di un procedimento sanzionatorio avviato nel 2011, volto ad accertare l'inadempimento, da parte di un esercente il servizio di trasporto di gas naturale, dell'obbligo di concordare con il distributore i criteri di quantificazione del gas e di procedere a nuova verbalizzazione nel caso si verificano anomalie all'impianto di misura, l'Autorità ha avviato un ulteriore procedimento sanzionatorio, che nel contempo ha riunito a quello precedente, per accertare e sanzionare una società di distribuzione di gas naturale per violazione degli obblighi di manutenzione degli impianti di misura. L'Autorità ha infine chiuso dieci procedimenti sanzionatori

avviati nei confronti di altrettante imprese di distribuzione di energia elettrica per violazioni in materia di anagrafica dei punti di prelievo. I procedimenti sono stati archiviati in seguito all'accertamento della scarsa rilevanza degli effetti prodotti dalla condotta posta in essere dagli operatori.

#### Violazioni della regolazione in materia di infrastrutture - Disciplina tariffaria

In materia tariffaria l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di una società di stoccaggio per accertare e sanzionare rilevanti violazioni in tema di separazione sia funzionale (quali, per esempio, la mancata previsione o attuazione di misure volte a limitare l'accesso a informazioni commercialmente sensibili e il mancato rispetto dei criteri di economicità e di efficienza negli acquisti di beni e servizi), sia contabile (sussidi incrociati). Con la stessa delibera di avvio è stata altresì contestata alla società di stoccaggio la trasmissione all'Autorità, ai fini dell'approvazione della tariffa di stoccaggio, di dati non coerenti con quanto previsto dalla normativa. L'Autorità ha altresì avviato due procedimenti sanzionatori per accertare e sanzionare, nei confronti di altrettante società di distribuzione e vendita di gas, appartenenti allo stesso gruppo, violazioni in materia di separazione funzionale e contabile. Nell'ambito di tali procedimenti, le società hanno presentato impegni dichiarati ammissibili dall'Autorità.

Infine, sempre in materia di separazione contabile, è stato avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di una società distributrice di gas diversi dal gas naturale per il mancato invio dei conti annuali separati per l'anno 2009.

#### Violazioni della regolazione in materia di infrastrutture - Esigenze conoscitive

Nel 2012 l'Autorità ha avviato due procedimenti sanzionatori per violazione di obblighi informativi in materia di gas diversi dal naturale e ha chiuso nove procedimenti sanzionatori, nei confronti di altrettanti distributori di gas, per inottemperanza a richieste di informazioni rilevanti ai fini dell'approvazione delle tariffe di distribuzione gas, adottando otto provvedimenti sanzionatori (che hanno irrogato altrettante sanzioni nel minimo edittale) e uno di archiviazione.

#### Violazioni della regolazione dei mercati dell'energia - Acquisto certificati verdi

Per quanto riguarda il mercato dei certificati verdi, l'Autorità ha avviato tre procedimenti sanzionatori nei confronti di società che producono o importano energia elettrica, per accertare e sanzionare il mancato acquisto, previsto dall'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, dei certificati verdi relativi all'anno d'obbligo 2010. Nella medesima materia è stato altresì concluso, con l'irrogazione di una sanzione di 2.929.725 €, un procedimento avviato nel 2008 nei confronti di un esercente per il mancato acquisto dei certificati verdi.

#### Violazioni della regolazione dei mercati dell'energia - Acquisto Titoli di efficienza energetica

Per quanto riguarda il mercato dei certificati bianchi, è stato avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di una società di distribuzione di gas naturale per non avere conseguito l'obiettivo specifico, con riferimento all'anno d'obbligo 2011, e per non avere adempiuto all'obbligo di compensazione della quota relativa all'anno d'obbligo 2010. Nello stesso segmento di mercato dei certificati bianchi, sono stati chiusi otto procedimenti avviati per otto diverse violazioni nei confronti di quattro società di distribuzione di gas naturale:

- a un operatore sono state irrogate sanzioni per un importo complessivo di 189.789 € per non avere conseguito l'obiettivo specifico, con riferimento all'anno d'obbligo 2008 e all'anno d'obbligo 2009, nonché per non avere adempiuto all'obbligo di compensazione della quota relativa all'anno d'obbligo 2008;
- a un altro operatore sono state irrogate sanzioni per un importo complessivo di 48.911 € per non avere conseguito l'obiettivo specifico, con riferimento all'anno d'obbligo 2008, e per non avere adempiuto all'obbligo di compensazione della quota relativa all'anno d'obbligo 2008;
- infine, a un terzo operatore sono state irrogate sanzioni per un importo complessivo di 126.800 € per non avere conseguito l'obiettivo specifico, con riferimento all'anno d'obbligo 2009, e per non avere adempiuto all'obbligo di compensazione della quota relativa all'anno d'obbligo 2009.

Il procedimento nei confronti di una delle società si è invece concluso con l'archiviazione, in quanto la stessa ha dimostrato di avere tardivamente trasmesso il numero di Titoli di efficienza energetica necessari ai fini della totale compensazione del proprio obiettivo specifico relativo all'anno d'obbligo 2010, per cause a sé non imputabili.

Sulla stessa materia l'Autorità ha chiuso, senza irrogare sanzioni, un procedimento sanzionatorio avviato nel 2011, a seguito della presentazione di una proposta di impegni ritenuti utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme violate.

#### Violazioni della regolazione dei mercati dell'energia - Mercati retail

Nel 2012 l'Autorità ha avviato due procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettanti venditori per non aver questi rispettato, per due semestri consecutivi, uno degli standard di qualità dei servizi telefonici (*call center*), ossia quello relativo al rapporto tra il numero di chiamate di clienti che hanno effettivamente parlato con un operatore e il numero di chiamate di clienti che hanno solo chiesto di parlare con un operatore senza esito positivo. Uno dei due operatori ha presentato impegni (consistenti, in particolare, nell'estensione dell'orario di apertura del *call center* e nell'innalzamento dello standard di qualità il cui mancato rispetto era oggetto di contestazione) ritenuti dall'Autorità utili al miglioramento delle condizioni di mercato e, pertanto, dichiarati ammissibili.

Nel 2012 l'Autorità ha altresì avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di una società di vendita di energia elettrica a causa di violazioni in materia di fatturazione e di standard generali di qualità.

#### Violazioni della regolazione dei mercati dell'energia - Esigenze conoscitive

Nel 2012 l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di un venditore di gas per non aver inviato all'Autorità, nei termini previsti dalla regolazione, i dati sulla qualità dei servizi telefonici relativi al primo semestre 2011.

Nell'ambito dell'attività di vigilanza sul divieto di traslazione della maggiorazione di imposta, stabilito dall'art. 81, comma



18, del decreto legge n. 112/08, l'Autorità ha poi avviato sette procedimenti sanzionatori nei confronti di operatori che

non hanno trasmesso le informazioni e i documenti richiesti dall'Autorità ai fini della vigilanza.

## Contenzioso

L'analisi dei dati relativi alle decisioni rese nell'anno 2012 (fino al 31 dicembre 2012) conferma una tendenza favorevole degli esiti del contenzioso. Per i dati relativi al numero e agli esiti dei giudizi in tale periodo, si rinvia alle tavole 5.16 e 5.17, mentre per il

dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 5.18, dalla quale si evince, in termini statistici, l'indicazione più significativa sull'elevata "resistenza" dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio giurisdizionale.

DECISIONI	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
<b>Decisioni del TAR</b>			
su istanza di sospensiva	361	185	62
- di merito	734	236	240
<b>Decisioni del Consiglio di Stato</b>			
su appelli dell'Autorità	180	140	36
su appelli della controparte	143	29	36

Fonte: AEEG.

**TAV. 5.16**

Esiti del contenzioso  
dal 1997 al 2012

Su un totale di 5.575 delibere approvate dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997 – 31 dicembre 2012), ne sono state impugnate 487, pari all'8,7%, e ne sono state annullate (con sentenza passata in giudicato), in tutto o in parte, 79, pari al 16,2% del totale delle delibere impuginate e all'1,4% di quelle adottate.

In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale continua ad attestarsi attorno al 98,6%.

Nell'anno 2012 si è registrato un aumento del contenzioso rispetto all'anno precedente: 176 ricorsi nel 2012, rispetto ai 127 del 2011,

e un aumento delle delibere impuginate pari a 51, rispetto alle 28 dell'anno precedente.

Dall'analisi delle pronunce depositate nel corso dell'anno scorso, si possono trarre utili indicazioni sull'ampiezza e i limiti dell'azione dell'Autorità, con riguardo alla regolazione sia delle infrastrutture, sia dei mercati dell'energia elettrica e del gas.

Tra le decisioni pubblicate nell'anno 2012, le più rilevanti interessano la regolazione dei mercati, in particolare quello del gas.

In materia di regolazione delle condizioni economiche di fornitura

## TAV. 5.17

Riepilogo del contenzioso  
per anno dal 1997 al 2012

Numero di ricorsi accolti (A), accolti  
in parte (AIP) o respinti (R)  
al 31 dicembre dell'anno indicato

ANNO	RICORSI <sup>(A)</sup>	SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
		A	AIP	R	A	AIP	R	A	AIP	R	A	AIP	R
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
TOTALE	1.837	187	55	361	236	240	731	140	36	178	29	36	141

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento a quelli incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente riferentesi a provvedimenti adottati l'anno precedente. Esso non corrisponde al numero delle delibere impugnate perché include i ricorsi plurimi, quelli cioè presentati da soggetti diversi contro la stessa delibera (per esempio, 118 ricorsi hanno impugnato le delibere 4 agosto 2010, ARG/elt 125/10, e 14 ottobre 2010, ARG/elt 173/10).

Fonte: AEEG.

del gas naturale, si segnalano due importanti sentenze che sembrano sancire, in via definitiva, la legittimità dell'intervento regolatorio. Con la sentenza n. 5146/2012, la Sezione VI del Consiglio di Stato ha riformato la sentenza della Sezione IV del TAR Lombardia n. 7382/2010, che aveva ritenuto illegittima la delibera 31 luglio 1997, n. 79 (*Rideterminazione delle condizioni economiche di fornitura per il periodo compreso fra l'1 gennaio 2005 e il 31 marzo 2007 e criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche del gas naturale*), per contrasto con i principi indicati dalla nota sentenza della Corte di Giustizia dell'Unione europea 20 aprile 2010, C 265-08.

Nell'annullare la decisione di primo grado, il Consiglio di Stato ha espressamente affermato la legittimità di una misura di tutela che miri ad arginare le conseguenze negative per i consumatori finali attraverso un sistema basato sulla c.d. "inversione del meccanismo di formazione dei prezzi": «una volta data per acquisita la circostanza della sostanziale rigidità del mercato nazionale all'ingrosso (detenuto per una quota rilevantissima da un unico operatore) e dell'estrema difficoltà di introdurre misure in favore della clientela finale le quali agiscono sulla formazione dei prezzi all'ingrosso (trattandosi di variabili che in massima

parte si formano in sede internazionale), è del tutto congruo e ragionevole aver instaurato un sistema di regolazione il quale muove dalla fissazione del prezzo di riferimento per gli utenti finali al fine di indurre i dettaglianti ad assumere comportamenti di "reazione concorrenziale" nei confronti dei grossisti, si da indurli a una rinegoziazione delle condizioni di fornitura» (Consiglio di Stato, Sezione VI, n. 5146/2012). Inoltre, si afferma il rispetto del principio di proporzionalità della misura regolatoria, come prescritto dalla sentenza della Corte di Giustizia 20 aprile 2010, sotto il quadruplice aspetto: della temporaneità dell'intervento, della non eccedentarietà del mezzo rispetto allo scopo perseguito, della ragionevolezza dell'individuazione dei beneficiari finali, della trasparenza e non discriminatorietà del provvedimento per le imprese.

Condivide tale orientamento anche la Sezione III del TAR Lombardia, che si discosta dall'indirizzo interpretativo seguito in precedenza dalla Sezione IV. Chiamata a decidere sulla legittimità della delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 (*Approvazione 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*), la Sezione III del TAR Lombardia conferma la sussistenza



dell'interesse economico generale perseguito con la definizione di prezzi di riferimento per le forniture di gas, riconoscendo altresì la proporzionalità dell'intervento: «il Collegio ritiene che l'incidenza solo parziale dello strumento regolatorio sulla formazione dei prezzi di vendita esclude anche qui un contrasto con il principio di proporzionalità per "eccedenza" rispetto al fine. Il modello prescelto, infatti, non si concreta nella fissazione di un unico

prezzo imposto, bensì nella mera individuazione di "prezzi di riferimento" che i singoli fornitori ben potrebbero affiancare con proprie, diverse offerte» (TAR Lombardia, Sezione III, n. 2960/2012). Con riguardo al servizio di bilanciamento del gas, in materia delle c.d. "rettifiche tardive", un'interessante pronuncia del Consiglio di Stato ha riformato la sentenza del TAR Lombardia n. 1/2011, che aveva annullato la delibera 27 novembre 2009, ARG/gas 182/09

## TAV. 5.18

Effetti del contenzioso  
sull'azione amministrativa  
dal 1997 al 2012

Dati disponibili al 31 dicembre 2012

ANNO	DELIBERE EMESSE	DELIBERE IMPUGNATE <sup>(A)</sup>	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE EMESSE	DELIBERE ANNULATE <sup>(B)</sup>	% DELIBERE ANNULATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULATE SUL TOTALE EMESSE	RICORSI <sup>(C)</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	10	25,0	3,0	255
2007	353	32	9,1	4	12,5	1,1	140
2008	482	56	11,6	11	19,6	2,3	131
2009	587	44	7,5	3	6,8	0,5	116
2010	656	53	8,1	0	0,0	0,0	204
2011	505	28	5,5	0	0,0	0,0	127
2012	589	51	8,7	0	0,0	0,0	176
TOTALE	5.575	487	8,7	79	16,2	1,4	1.837

(A) Numero di delibere emesse in quell'anno e impugnate nello stesso anno o in quello successivo.

(B) Numero di delibere annullate in tutto o in parte.

(C) Numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi quelli plurimi.

Fonte: AEEG.

(Approvazione dei criteri di definizione e attribuzione delle partite inerenti all'attività di bilanciamento del gas naturale, insorgenti a seguito di rettifiche dei dati di misura successive alla chiusura del bilancio di trasporto). In quest'occasione, il Consiglio di Stato ha rilevato quali siano i poteri di intervento dell'Autorità nell'ambito di un mercato regolamentato: «il mercato non regolamentato porta, normalmente, all'accallo ai consumatori dei rischi conseguenti all'esercizio dell'impresa: l'imprenditore, in altri termini, se il mercato glielo consente calcola il prezzo del suo prodotto tenendo conto anche delle perdite subite nel corso del processo di produzione. Il mercato regolamentato ha giustappunto la funzione, evidenziata dalla normativa sopra

richiamata, di regolare i meccanismi di scambio, introducendovi elementi di socializzazione. È evidente che tale compito deve essere espletato esercitando una notevole discrezionalità, il cui esercizio può essere contestato solo evidenziando la manifesta illogicità della scelta conclusiva, ovvero altri sintomi di eccesso di potere. Nel caso che ora occupa, la scelta dell'Autorità appare legittima. L'Autorità ha, in sostanza, preso atto del fatto che il problema delle rettifiche tardive riguarda esclusivamente i rapporti di dare e avere fra le imprese del settore e ha conseguentemente circoscritto a questi ultimi i conguagli, escludendo gli utenti finali dal pagamento delle somme per le quali non è stato individuato il debitore» (Consiglio di Stato, Sezione VI, n. 395/2012).

Con la sentenza n. 3030/2012, la Sezione III del TAR Lombardia ha annullato la delibera 8 maggio 2012, 181/2012/R/gas (*Approvazione della proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snom Rete gas*), con riguardo a due aspetti del sistema di garanzie del servizio di bilanciamento: l'utilizzo del rating, come forma di garanzia alternativa al gas in stoccaggio e alla garanzia fideiussoria; l'utilizzo del gas in stoccaggio in garanzia per non più del 90% del totale delle garanzie prestate dall'utente, nonché la valorizzazione del gas stoccato per un prezzo pari all'ultimo valore del CCI, ridotto del 10% (TAR Lombardia, Sezione III, n. 3030/2012).

La Sezione III dei TAR Lombardia ha anche annullato il c.d. "servizio di default" disciplinato dalla delibera 21 luglio 2011, ARG/gas 99/11 (*Disposizioni per il mercato della vendita al dettaglio del gas naturale: servizio di default, acquisto e perdita della responsabilità dei prelievi e approvazione del Testo integrato morosità gas - TIMG. Modifiche e integrazioni alla disciplina vigente in materia di contenimento del rischio creditizio per il mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica*), per contrasto con il principio comunitario e nazionale della separazione, anche funzionale, tra l'attività di distribuzione e l'attività di vendita del gas naturale (TAR Lombardia, Sezione III, nn. 3227/2012, 3228/2012, 3229/2012, 3230/2012, 3231/2012, 3232/2012, 3233/2012, 3234/2012, 3235/2012 e nn. 3272/2012, 3273/2012, 3274/2012, 3296/2012). Su appello dell'Autorità, le citate sentenze del TAR Lombardia sono state sospese dal Consiglio di Stato, Sezione VI, con decreti nn. 282/2013, 283/2013, 284/2013, 285/2013, 286/2013, 287/2013, 288/2013, 289/2013, 290/2013, 291/2013, 292/2013, 293/2013, 294/2013.

Con riguardo al settore dell'energia elettrica, giunge a una prima definizione il contenzioso in materia di condizioni economiche di connessione con le reti elettriche, disciplinate dal TICA (delibere ARG/elt 125/10; 22 dicembre 2011, ARG/elt 187/11; 28 maggio 2012, 226/2012/R/eel; 26 luglio 2012, 328/2012/R/eel) (TAR Lombardia, Sezione III, nn. 3206/2012, 3207/2012, 3208/2012, 3209/2012, 3210/2012, 3211/2012, 3212/2012, 3213/2012, 3214/2012, 3215/2012, 3216/2012, 3217/2012). In particolare, con riguardo alla nuova disciplina del TICA adottata con delibere 226/2012/R/eel e 328/2012/R/eel, il TAR Lombardia ha sottolineato come lo scopo della disciplina attuale, e di quella che l'ha preceduta, sia evitare la proliferazione dei casi in cui all'accettazione del preventivo non faccia seguito la realizzazione dell'impianto di produzione

dell'energia, con conseguente inutile occupazione della capacità di rete: «a fronte della limitata capacità della rete, l'occupazione di essa per effetto della prenotazione correlato all'accettazione del preventivo può provocarne la saturazione virtuale e tale condizione è foriera di evidenti pregiudizi, sia in relazione al corretto funzionamento del sistema, sia rispetto al valore della concorrenza, perché in condizioni di saturazione virtuale della rete resta precluso l'accesso al mercato di riferimento da parte di nuovi operatori» (TAR Lombardia, Sezione III, n. 3217/2012).

In materia di riconoscimento degli oneri derivanti dall'acquisto dei certificati verdi da parte di impianti oggetto di incentivazione ex provvedimento CIP6, sono stati ribaditi alcuni principi rilevanti circa le modalità di riconoscimento dei costi sopportati dalle imprese. In particolare, si è affermata l'inesistenza di un principio di recupero integrale dei costi sostenuti dalle imprese per l'adempimento dell'art. 11 del decreto legislativo n. 79/99 e correlativamente l'inesistenza di un diritto a trasferire sul consumatore l'onere sostenuto per l'acquisto di certificati verdi da parte delle imprese: l'acquisto dei certificati verdi dal GSE, infatti, costituisce «una sorta di alternativa secondaria rispetto alla modalità di adempimento dell'obbligo di incremento dell'uso di fonti rinnovabili rappresentata dalla creazione di impianti eco-compatibili (IAFR). Per questi motivi, si è ritenuto, legittimamente l'Autorità ha escluso di potere effettuare un riconoscimento integrale dei predetti costi, anche per evitare che la scelta della soluzione meno virtuosa venisse incentivata in modo improprio. In tale situazione inerziale il riconoscimento a piè di lista dei costi sopportati per l'acquisto dei certificati potrebbe innescare abitudini di stampo monopolistico od oligopolistico per le quali le inefficienze aziendali possono poi, in qualche modo, essere scaricate sulle collettività di utenti con la cooperazione dell'Autorità di settore, "catturata" dai soggetti regolati» (TAR Lombardia, Sezione III, n. 2361/2012; su tale argomento anche Consiglio di Stato, Sezione VI, n. 757/2012).

In materia di regolazione tariffaria, in particolare del potere dell'Autorità di subordinare le condizioni tariffarie favorevoli, di cui all'art. 11 del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, alla presentazione di una fideiussione, a garanzia della restituzione degli importi dichiarati aiuti illegali dalla Commissione europea, è stato confermato dal Consiglio di Stato quell'orientamento, già proprio del TAR Lombardia, che aveva ritenuto legittimo un tale tipo di intervento regolatorio: «il potere di fissare l'onere della



prestazione di una garanzia personale alle imprese beneficiarie del regime tariffario favorevole oggetto della proroga legale di che trattasi (art. 11, comma 11, decreto legge n. 35 del 2005) non può ritenersi estraneo al perimetro dell'attività regolatoria propria della Autorità [art. 2, comma 12, lett. c), della legge n. 481 del 1995]. (...) l'imposizione di una garanzia per il caso dovesse farsi luogo al recupero del premio tariffario è diretta estrinsecazione dei poteri regolatori propri dell'Autorità che non potrebbe disinteressarsi delle conseguenze di un eventuale onere restitutorio particolarmente gravoso, anche a tutela delle imprese beneficiarie dal regime tariffario favorevole oltre che degli altri utenti (in ragione delle ricadute che, per quanto supra, il regime agevolato comporta per la collettività dei fruitori del servizio elettrico)» (Consiglio di Stato, Sezione VI, n. 3898/2012).

Quanto al terzo periodo di regolazione delle tariffe di distribuzione del gas, di cui alla delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, in parziale riforma delle sentenze del TAR Lombardia, il Consiglio di Stato, in via preliminare, ha definito i limiti del sindacato sugli atti dell'Autorità: «Gli atti dell'Autorità, sin qui riportati, sono normalmente espressione di valutazioni tecniche e conseguentemente suscettibili di sindacato giurisdizionale, in applicazione di criteri intrinseci al settore che viene in rilievo, esclusivamente nel caso in cui l'Autorità abbia effettuato scelte che si pongono in contrasto con quello che può essere definito "principio di ragionevolezza tecnica". Non è sufficiente che la determinazione assunta sia, sul piano del metodo e del procedimento seguito, meramente opinabile. Non è consentito, infatti, al giudice amministrativo - in attuazione del principio costituzionale di separazione dei poteri - sostituire proprie valutazioni a quelle effettuate dall'Autorità. In definitiva, è pertanto necessario che le parti interessate deducano l'esistenza di specifiche figure sintomatiche dell'eccesso di potere mediante le quali dimostrare che la determinazione assunta dall'Autorità si pone in contrasto con il suddetto principio di ragionevolezza tecnica» (Consiglio di Stato, Sezione VI, n. 2521/2012). Quanto alla decurtazione forfettaria del 10% della tariffa d'ufficio, nel caso in cui non sia possibile procedere alla determinazione della tariffa con metodo individuale per mancanza di documentazione completa, il Consiglio di Stato ne ha dichiarato la legittimità, specificando che: «non si tratta, pertanto, di una sanzione ma di una modalità di determinazione officiosa della tariffa che rinvia la sua giustificazione nell'esigenza di consentire

lo stesso funzionamento del nuovo sistema tariffario. Né varrebbe obiettare, come hanno fatto le società appellate, che la prescrizione in esame violerebbe il principio di legalità una volta che si ritiene che, per le ragioni esposte, tale principio trovi una applicazione modulata sulla specificità del potere regolatorio» (Consiglio di Stato n. 2521/2012).

Con riguardo alle tariffe di trasporto e di dispacciamento del gas naturale, disciplinate dalla delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09 (Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013 - TUTG), il TAR Lombardia ha specificato l'ambito di applicazione del coefficiente di recupero di produttività. Secondo un'interpretazione funzionale della normativa in esame, il meccanismo di riallineamento dei costi del servizio deve trovare applicazione anche nel caso di nuove infrastrutture: «la disposizione ha introdotto un meccanismo di riallineamento dei costi del servizio, dal momento che il TUTG prevede, tra gli obiettivi, l'introduzione di meccanismi di controllo del livello di indebitamento e della struttura finanziaria dell'impresa, attraverso l'applicazione di coefficienti di recupero di produttività. La finalità che i costi riconosciuti in tariffa corrispondano a quelli di un gestore di reti efficiente e strutturalmente comparabile, deve trovare applicazione anche nell'ipotesi di messa in esercizio di una nuova infrastruttura di trasporto. Non applicare il "sistema di rientro" nel caso di nuove infrastrutture significa permettere o un impianto di operare in un regime "straordinario", senza la possibilità per l'Autorità di effettuare quel controllo di efficienza e di raffronto proprio della regolamentazione. (Cfr. Consiglio di Stato, Sezione VI, n. 2007/2006)» (TAR Lombardia, Sezione III, n. 2870/2012).

In merito al Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e gas, approvato con la delibera 8 luglio 2010, ARG/com 104/10, il TAR Lombardia ha ritenuto legittime le previsioni relative: alla data di attivazione della fornitura (art. 11.1, lettera b), punto ii); alla previsione di indennizzi automatici per mancato rispetto della periodicità della fatturazione (art. 11.1, lettera g), punto i); agli oneri di informazione in caso di *teleselling* (art. 9.5); alle schede di confrontabilità (art. 17); al termine di preavviso per la variazione unilaterale delle condizioni contrattuali (art. 13). Tuttavia, il TAR ha annullato due disposizioni per violazione del principio di legalità: l'art. 13.3, lettera e), del Codice, in forza del quale, nel caso di esercizio del potere di modifica unilaterale

del contratto da parte del venditore (c.d. *ius variandi*), il cliente finale di gas (avente diritto al servizio di tutela) ha, in alternativa al diritto di recedere dal contratto, la facoltà di essere fornito dall'esercente a condizioni economiche e contrattuali regolate dall'Autorità; l'art. 2.1 del Codice, nella parte in cui delimita l'ambito di applicazione del Codice al caso in cui al cliente finale, con consumi di gas non superiori a 200.000 S(m<sup>3</sup>)/anno o cui siano riconducibili punti di consegna alimentati esclusivamente in bassa tensione, sia proposto un contratto di fornitura per uno o più punti di prelievo/riconsegna (TAR Lombardia, Sezione III, nn. 1009, 1010, 1011 e 1012/2012).

In materia di regolazione della qualità del servizio di distribuzione, in particolare con riguardo alla definizione di incentivi e penalità per l'anno 2009, di cui alla delibera 30 novembre 2010, ARG/gas 215/2010 (*Determinazione dei recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2009*), il TAR Lombardia ha escluso l'interesse di un operatore a conoscere le risultanze delle verifiche ispettive svolte dall'Autorità nei confronti di altri operatori, in quanto: «*la determinazione degli incentivi e delle penalità relativi a ciascun operatore non è la conseguenza di una valutazione in qualche modo comparativa dei risultati conseguiti dai diversi distributori, sicché la posizione di ciascuno di essi è del tutto autonoma da quella degli altri. Ne consegue che il singolo distributore non ha alcun titolo, né alcun interesse meritevole di tutela, ad acquisire conoscenza, nel settore di cui si tratta, delle risultanze di verifiche ispettive e di controlli svolti nei confronti di altri operatori*» (TAR Lombardia, Sezione III, n. 1580/2012).

Con riguardo all'esercizio dei poteri sanzionatori, si deve rilevare un contrasto tra l'orientamento del TAR Lombardia e quello del Consiglio di Stato circa l'applicabilità ai procedimenti dell'Autorità dell'art. 14 della legge 24 novembre 1981, n. 689, che prescrive il termine di 90 giorni dall'accertamento per la contestazione dell'illecito.

Il TAR Lombardia, infatti, ha annullato alcune sanzioni irrogate dall'Autorità per il superamento del termine dei 90 giorni per la contestazione dell'illecito, dichiarando espressamente di non condividere il diverso orientamento del Consiglio di Stato (TAR Lombardia, Sezione III, nn. 3061/2012, 29/2012).

Di diverso avviso il Consiglio di Stato, che ritiene invece di confermare il proprio orientamento secondo cui la procedura e i termini previsti dall'art. 14 della legge n. 689/81 appaiono

in linea generale incompatibili con la complessa attività (regolatrice, di controllo, di istruttoria e sanzionatoria) propria dell'Autorità (in tal senso, già Consiglio di Stato, Sezione VI, nn. 2507/2010, 1976/2010). In particolare, è stato rilevato che «*Come più volte affermato in giurisprudenza, la regola giuridica compendiata nell'art. 14 della legge n. 689 del 1981, che impone di contestare l'infrazione, quando non è possibile farlo immediatamente, entro un preciso termine di decadenza decorrente dall'accertamento, onde consentire la piena esplicazione del diritto di difesa dell'interessato, non può significare che la rilevazione dei fatti nella loro materialità coincide necessariamente con l'accertamento degli estremi della violazione; vi sono infatti ambiti di applicazione delle sanzioni amministrative, quali generalmente quelli in cui operano le Autorità indipendenti, nei quali, essendo l'accertamento basato su una complessa valutazione e interpretazione giuridica dei fatti constatati, l'osservanza del predetto termine decadenziale va valutata tenendo conto delle particolarità dei singoli casi e indipendentemente dalla data di compilazione e ricezione delle note informative e dei verbali o opera dei soggetti incaricati delle attività di vigilanza*» (Consiglio di Stato, Sezione VI, nn. 582/2012, 3583/2012, 4378/2012).

Inoltre, nel caso di illeciti omissivi permanenti, il *dies a quo* per la contestazione della violazione decorre dalla cessazione della permanenza: «*è decisivo considerare che la gran parte delle contestazioni effettuate nei confronti delle società appellate riguardano fattispecie di illecito di tipo omissivo o carattere permanente, in relazione alle quali il dies a quo per la contestazione non può che decorrere dalla cessazione della permanenza (similmente a quanto previsto dall'art. 28 della legge n. 689 del 1981 in tema di prescrizione dell'illecito amministrativo)*» (Consiglio di Stato, Sezione VI, n. 582/2012).

Riguardo, poi, alla valutazione del comportamento del soggetto sanzionato successivo alla contestazione degli addebiti, non vi può essere alcuna violazione del principio del *ne bis in idem* sostanziale, in quanto è noto che «*il comportamento del soggetto sanzionato, anche successivo alla contestazione degli addebiti, rilevi ai fini dello graduazione della sanzione, sia in termini premiali quando questo sia improntato a resipiscenza e volontà di dismettere il comportamento illecito, sia in termini di aggravamento della sua responsabilità in caso contraria*» (Consiglio di Stato, Sezione VI, n. 3583/2012).



Infine, si segnala la sentenza n. 6014/2012 del Consiglio di Stato che, in accoglimento dell'appello proposto dall'Istat, ha dichiarato che l'Autorità, in qualità di pubblica amministrazione, sia stata legittimamente inserita nel conto economico consolidato, ai sensi dell'art. 1 della legge 30 dicembre 2004, n. 311 (legge finanziaria 2005), così come previsto dall'elenco aggiornato periodicamente dall'Istat e allegato alla predetta legge. In riforma delle sentenze del TAR Lazio, il Consiglio di Stato ha ritenuto che le Autorità amministrative indipendenti siano amministrazioni pubbliche in senso stretto, «poiché, composte da soggetti ai quali è attribuito lo status di pubblici ufficiali (art. 2, comma 10, legge n. 481 del 1995), svolgono, in virtù del trasferimento di funzioni operato dall'art. 2, comma 14, della medesima legge istitutiva, compiti propri dello Stato, e così di potere normativo secondario (o, altrimenti, il potere di emanazione di atti amministrativi precettivi collettivi) (art. 2, comma 12, lett. h), legge n. 481 del 1995) di poteri sanzionatori, di ispezione e di controllo, hanno, in conclusione, poteri direttamente incidenti sulla vita dei

consociati che si giustificano solo in forza della natura pubblica che deve – necessariamente – essere loro riconosciuta». Quanto alla loro autonomia finanziaria, ciò non costituisce una ragione sufficiente per escluderle dal conto economico consolidato in quanto «gli operatori del settore versano i contributi (da qualificare come tributi: Corte Costituzionale, sentenza 256 del 2007) direttamente alla Autorità, restandone obbligati perché vi sono disposizioni di legge riconducibili ai principi desumibili dall'art. 23 della Costituzione, sulle prestazioni patrimoniali imposte: la legge, che ben potrebbe disporre il pagamento di tali contributi nelle casse di un ministero (tenuto poi a versare le somme di riferimento alla Autorità), ha preferito semplificare gli aspetti contabili, prevedendo il pagamento diretto nelle casse della Autorità (per gli importi determinati dall'Autorità stessa), ma ciò non esclude che la causa della attribuzione patrimoniale sia riconducibile allo svolgimento di una funzione pubblica, da parte di una pubblica amministrazione» (Consiglio di Stato, Sezione VI, n. 6014/2012).

# 6.

Regolamentazione  
e attività svolta  
nel settore idrico



# Quadro normativo e rapporti istituzionali

## Quadro normativo europeo

Il legislatore europeo è intervenuto in maniera incisiva nel settore dell'acqua e dei relativi servizi idrici. Inizialmente, la direttiva 91/271/CEE del Consiglio del 21 maggio 1991, concernente il trattamento delle acque reflue urbane, si è posta come obiettivo la protezione dell'ambiente dalle ripercussioni negative provocate dagli scarichi delle acque reflue urbane e ha dettato puntuali disposizioni in merito ai livelli di qualità dei sistemi di raccolta e di trattamento delle acque. In tale contesto, la direttiva stabilisce, per gli agglomerati sopra i 2.000 abitanti equivalenti, specifici standard ambientali che i sistemi di fognatura e di depurazione presenti in tutti gli Stati membri devono obbligatoriamente soddisfare, indicandone in maniera puntuale i tempi di attuazione. L'Italia, a distanza di oltre venti anni dall'emanazione della citata direttiva, non ha ancora pienamente adempiuto agli obblighi da essa derivanti: contro il nostro Paese si riscontrano, dunque, due differenti procedure di infrazione promosse dalla Commissione europea<sup>1</sup>.

La successiva direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2000, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque, definisce una disciplina organica del settore, tramite un approccio innovativo sia dal punto di vista ambientale sia da quello amministrativo-gestionale, introducendo lo strumento dimensionale del "bacino idrografico"<sup>2</sup>, indipendente dalla dimensione delle strutture amministrative preposte.

La medesima direttiva si propone di ampliare la protezione delle acque, sia superficiali sia sotterranee; di raggiungere livelli qualitativi sufficienti per tutte le acque entro il 31 dicembre 2015; di gestire le risorse idriche sulla base di bacini idrografici indipendentemente dalle strutture amministrative. Particolare rilevanza assume inoltre l'art. 9 della menzionata direttiva che, al fine di assicurare il raggiungimento degli obiettivi di carattere ambientale, introduce specifiche disposizioni in materia tariffaria, imponendo agli Stati membri di tenere conto «del principio del

<sup>1</sup> Per "abitante equivalente" si intende, ai sensi dell'art. 2 della direttiva 91/271/CEE del Consiglio del 21 maggio 1991, il carico organico biodegradabile, avente una richiesta biochimica di ossigeno a 5 giorni (BOD5) di 60 grammi di ossigeno al giorno.

<sup>2</sup> Cfr. procedura n. 2002/2034, in relazione alla quale vi è stato il deferimento dell'Italia alla Corte di Giustizia europea nel dicembre 2010 e la successiva condanna con la recente sentenza del 19 luglio 2012, in causa C-565/10; procedura n. 2009/2034, con riferimento alla quale si riscontra la formale costituzione in mora dell'Italia nel giugno 2009 (vedi parere motivato nel maggio 2011, che aggiorna il numero di agglomerati inadempienti da 525 a 143). Vedi anche EU Pilot 1976/11/ENVI, in fase precedente all'apertura di una formale procedura di infrazione, riguardante presunte non conformità rilevate nei dati trasmessi dalle Autorità italiane nell'ambito del 5° esercizio di reporting ai sensi dell'art. 15 della direttiva (questionario 2007 relativo allo stato di attuazione della direttiva 91/271/CEE al 2005 per gli agglomerati con oltre 2.000 abitanti equivalenti che avrebbero dovuto conformarsi alla direttiva entro il 31 dicembre 2005). Vedi anche EU Pilot 1976/11/ENVI, in fase precedente all'apertura di una formale procedura di infrazione, riguardante presunte non conformità rilevate nei dati trasmessi dalle Autorità italiane nell'ambito del 5° esercizio di reporting ai sensi dell'art. 15 della direttiva (questionario 2007 relativo allo stato di attuazione della direttiva 91/271/CEE al 2005 per gli agglomerati con oltre 2.000 abitanti equivalenti che avrebbero dovuto conformarsi alla direttiva entro il 31 dicembre 2005).

<sup>3</sup> Inteso come il territorio nel quale scorrono tutte le acque superficiali attraverso una serie di torrenti, fiumi ed eventualmente laghi, per sfociare al mare in un'unica foce, a estuario o a delta.

recupero dei costi dei servizi idrici, compresi i costi ambientali e relativi alle risorse, prendendo in considerazione l'analisi economica effettuata in base all'Allegato III e, in particolare, secondo il principio "chi inquina paga". In base a tale direttiva, dunque, la tariffa deve assicurare la copertura di tutti i costi connessi con il servizio (principio del *full cost recovery*).

Rilevante appare infine la comunicazione della Commissione COM (2000) 477 sulle *Politiche di tariffazione per una gestione più sostenibile delle riserve idriche*, con cui, nell'affrontare compiutamente il tema della tariffa per il servizio idrico anche sotto il profilo economico, si riconosce il ruolo fondamentale delle politiche di tariffazione nella promozione della gestione sostenibile delle acque, affermando che le stesse «devono essere basate sulla valutazione dei costi e dei benefici dell'utilizzo delle risorse idriche e tenere conto sia del costo finanziario della fornitura del servizio sia dei relativi costi ambientali e delle risorse».

La Commissione, nella predetta comunicazione, ha poi enucleato

i costi di cui dette politiche di tariffazione devono tenere conto, individuandone i seguenti:

- costi finanziari dei servizi idrici, che comprendono gli oneri legati alla fornitura e alla gestione dei servizi in questione. Essi includono tutti i costi operativi e di manutenzione e i costi di capitale (quota capitale e quota interessi, nonché l'eventuale rendimento del capitale netto);
- costi ambientali, ovvero i costi legati ai danni che l'utilizzo stesso delle risorse idriche causa all'ambiente, agli ecosistemi e a coloro che usano l'ambiente (per esempio una riduzione della qualità ecologica degli ecosistemi acquatici o la salinizzazione e degradazione di terreni produttivi);
- costi delle risorse, ovvero i costi delle mancate opportunità imposte ad altri utenti in conseguenza dello sfruttamento intensivo delle risorse al di là del loro livello di ripristino e ricambio naturale (per esempio legati all'eccessiva estrazione di acque sotterranee).

## Quadro normativo nazionale

In ambito nazionale, il settore dei servizi idrici si presenta caratterizzato da una stratificazione normativa complessa, la cui tappa fondamentale è rappresentata dall'emanazione della legge 5 gennaio 1994, n. 36 (c.d. "legge Galli"), che ha avviato un lungo e complesso processo di riforma, volto a ridefinire la struttura organizzativa e regolatoria del settore. In particolare, la citata legge ha definito il perimetro del Servizio idrico integrato come l'insieme dei servizi pubblici di captazione, adduzione e distribuzione di acqua a usi civili, di fognatura e di depurazione delle acque reflue<sup>4</sup>. La volontà di unificare i diversi servizi e di

concentrarli in un'unica gestione le diverse attività della filiera avrebbe dovuto favorire l'emersione di economie di scala, ridurre i divari tariffari delle utenze fra territori limitrofi e avviare un'organizzazione imprenditoriale più efficiente del servizio. A questo scopo, con la c.d. "legge Galli" e le successive leggi regionali di relativa attuazione, è stata individuata anche una nuova dimensione territoriale, sovracomunale, di riferimento, con l'obiettivo di superare la frammentazione e conseguire adeguate dimensioni gestionali: l'Ambito territoriale ottimale (ATO).

Sul piano dell'assetto istituzionale, la legge n. 36/94 ha provveduto

<sup>4</sup> Si precisa che la filiera del settore idrico è costituita dalle seguenti attività:

- servizi di acquedotto (che comprendono: la captazione, ossia l'opera di presa per l'estrazione della risorsa dal territorio; l'adduzione, ossia il trasporto delle acque potabili fino all'infrastruttura di distribuzione; la potabilizzazione (o trattamento), ossia le attività finalizzate a rendere potabile l'acqua; la distribuzione e la vendita dell'acqua potabile, ossia il collegamento tra i rami principali della rete acquedottistica con i singoli utenti e la connessa attività di commercializzazione);
- fognatura, ossia il collettamento delle acque meteoriche e degli scarichi idrici (ivi compresi eventuali reflui industriali);
- depurazione e smaltimento delle acque reflue, ossia la raccolta delle acque dalle reti fognarie e il relativo trattamento per la restituzione ai corsi d'acqua superficiali.



a una definizione dei ruoli dei diversi soggetti (Stato, Regioni, enti locali, soggetti gestori) coinvolti nel settore, mirando ad assicurare la separazione tra "attività di indirizzo e controllo", da un lato, e di "gestione", dall'altro.

In particolare, allo Stato sono state affidate le funzioni di tutela del settore, per le tematiche afferenti all'utilizzo della risorsa idrica, alla prevenzione dell'inquinamento e alla tutela degli utenti, in termini di programmazione razionale degli usi e dei livelli minimi da garantire.

Presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare è stato istituito il Comitato per la vigilanza sull'uso delle risorse idriche (CoViRI), successivamente trasformato in Commissione nazionale di vigilanza sulle risorse idriche (CoNViRI), con competenze sul metodo tariffario (vedi *infra*), sul monitoraggio della qualità dei servizi e della tutela degli utenti e in generale con compiti di vigilanza sulla corretta applicazione delle disposizioni della legge Galli.

Alle Regioni sono stati demandati compiti di pianificazione e coordinamento; esse sono state infatti chiamate a fissare i principi generali per l'organizzazione del settore, con particolare riferimento alla dimensione degli ambiti territoriali ottimali.

Infine, in attuazione della richiamata legge n. 36/94, le Regioni hanno previsto, con propria normativa, l'istituzione delle Autorità d'ambito territoriale ottimale (AATO), organismi costituiti nella forma di consorzio o di convenzione tra gli enti locali (Comuni e Province che ricadono all'interno di ciascun ATO), cui sono state demandate le funzioni di regolazione e controllo del servizio a livello locale, per ogni singola porzione di territorio.

Al gestore sono stati assegnati i compiti operativi, da svolgere nel rispetto di una convenzione siglata con gli enti locali, che stabilisce obblighi e diritti e definisce le modalità di erogazione del servizio.

Con riferimento alla normativa successiva alla citata legge n. 36/94, il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (Codice dell'ambiente), Parte III, Sezione III, regola in maniera organica il settore idrico, incorporando la stessa legge n. 36/94 e dettando indicazioni più precise sui compiti e sulle attività che fanno capo ai diversi attori istituzionali coinvolti. La prima importante novità ha riguardato le AATO (art. 148), in precedenza – come visto – disciplinate in maniera difforme dalle singole leggi regionali e ora invece definite in maniera unitaria come «una struttura dotata di personalità giuridica costituita in

*ciascun ambito territoriale ottimale delimitato dalla competente Regione, alla quale gli enti locali partecipano obbligatoriamente e alla quale è trasferito l'esercizio delle competenze o essi spettanti in materia di gestione delle risorse idriche, ivi compreso la programmazione delle infrastrutture idriche».*

Successivamente, con il decreto legislativo 16 gennaio 2008, n. 4 (c.d. "secondo decreto correttivo ambientale"), sono state apportate alcune modifiche alla normativa sopra richiamata, in particolare per ammettere più gestori del servizio idrico al medesimo ATO.

Sul piano dell'assetto istituzionale, è intervenuta poi la legge 26 marzo 2010, n. 42, che, introducendo il comma 186-bis all'art. 2 della legge 23 dicembre 2009, n. 191, ha previsto la soppressione, entro l'1 gennaio 2011, delle Autorità d'ambito territoriale, demandando alle Regioni il compito di attribuire, con legge, le funzioni già esercitate dalle Autorità stesse, nel rispetto dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza; il termine per la soppressione delle AATO è stato più volte prorogato, da ultimo con il decreto legge 29 dicembre 2011, n. 216, che lo fissa al 31 dicembre 2012.

Il decreto legge 13 maggio 2011, n. 70, convertito con modificazioni nella legge 12 luglio 2011, n. 106, all'art. 10, commi 11 e ss., sopprimendo la Commissione nazionale per la vigilanza sulle risorse idriche, ha poi istituito l'Agenzia nazionale per la regolazione e la vigilanza in materia di acqua, al fine di «garantire l'osservanza dei principi contenuti nel decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, in tema di gestione delle risorse idriche e di organizzazione del servizio idrico, con particolare riferimento alla tutela dell'interesse degli utenti, alla regolare determinazione e all'adeguamento delle tariffe, nonché alla promozione dell'efficienza, dell'economicità e della trasparenza nella gestione dei servizi idrici» e trasferendo alla stessa anche le funzioni già attribuite alla soppressa commissione.

Il decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, convertito con modificazioni dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214, all'art. 21, commi 13 e 19, ha soppresso a sua volta l'Agenzia, trasferendo all'Autorità per l'energia elettrica e il gas «le funzioni di regolazione e controllo dei servizi idrici», la cui puntuale individuazione è stata rimessa a un apposito decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, da adottare entro novanta giorni dall'entrata in vigore del decreto legge stesso.

In base al citato art. 21, le funzioni regolatorie trasferite «vengono esercitate con i medesimi poteri attribuiti all'Autorità stessa dalla legge 14 novembre 1995, n. 481», legge che, all'art. 1, comma 1, assegna all'Autorità, nello svolgimento delle sue funzioni, «la finalità di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, di seguito denominati "servizi", nonché adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e di redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo. Il sistema tariffario deve altresì armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse».

Nel corso dell'anno 2011, oltre a venir ridisegnato nel senso anzidetto l'assetto istituzionale del settore, si sono svolti, nei giorni 12 e 13 giugno, due importanti referendum popolari – entrambi culminati con la vittoria dei "sì" – che hanno profondamente interessato la disciplina del servizio idrico integrato sotto il duplice profilo delle modalità di affidamento dei servizi (primo quesito) e dei criteri per la determinazione delle tariffe (secondo quesito).

In particolare, con il primo quesito è stato interamente abrogato l'art. 23-bis del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, come convertito nella legge 6 agosto 2008, n. 133, norma che introduceva specifiche disposizioni in materia di modalità di affidamento dei servizi pubblici locali a rilevanza economica, tra cui il servizio idrico integrato, imponendo limitazioni al ricorso all'*in house providing* e favorendo al contempo l'effettuazione, da parte degli enti locali competenti, di procedure di affidamento concorrenziali e a evidenza pubblica, nella direzione di una maggiore apertura al mercato di detti servizi.

Con il secondo quesito è stato invece parzialmente abrogato l'art. 154, comma 1, del decreto legislativo n. 152/06, disposizione che reca i criteri per la determinazione della "tariffa del servizio

idrico integrato", in particolare eliminando il riferimento, precedentemente contenuto, all'*adeguatezza della remunerazione del capitale investito*<sup>5</sup>.

La Corte costituzionale ha peraltro chiarito, in sede di ammissibilità del quesito referendario (sentenza n. 26/2011), che la normativa risultante dal referendum «non presenta elementi di contraddittorietà, persistendo la nozione di tariffa come corrispettivo, determinata in modo tale da assicurare la copertura integrale dei costi di investimento e di esercizio secondo il principio del recupero dei costi e secondo il principio "chi inquina paga"».

Vale altresì sottolineare che la stessa Corte costituzionale, nella sentenza n. 325/10 e da ultimo nella citata sentenza n. 26/2011, ha qualificato il SII come servizio pubblico a rilevanza economica, secondo le prescrizioni del diritto europeo e nazionale, da cui deriva la necessità della copertura dei costi (principio del *full cost recovery*).

In tema di criteri per la determinazione delle tariffe, viene in rilievo altresì l'art. 10, comma 14, del già citato decreto legge n. 70/11. Tale norma (in combinato disposto con l'art. 21, comma 19, del decreto legge n. 201/11) attribuisce infatti all'Autorità il compito di «predisp[orre] il metodo tariffario per la determinazione, con riguardo a ciascuna delle quote in cui tale corrispettivo si articola, della tariffa del servizio idrico integrato, sulla base della valutazione dei costi e dei benefici dell'utilizzo delle risorse idriche e tenendo conto, in conformità ai principi sanciti dalla normativa comunitaria, sia del costo finanziario della fornitura del servizio sia dei relativi costi ambientali e delle risorse, affinché siono pienamente attuati il principio del recupero dei costi e il principio "chi inquina paga"».

Con riferimento alle funzioni trasferite ex lege all'Autorità, il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, in attuazione del citato art. 21, comma 19, del decreto legge n. 201/11, adottato su proposta del Ministero dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare il 20 luglio 2012 e pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* del 3 ottobre 2012, recante *Individuazione delle funzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ottinenti alla regolazione e al controllo dei servizi idrici, ai sensi dell'art. 21,*

<sup>5</sup> Art. 154, comma 1, decreto legislativo n. 152/06: «La tariffa costituisce il corrispettivo del Servizio idrico integrato ed è determinata tenendo conto della qualità della risorsa idrica e del servizio fornito, delle opere e degli adeguamenti necessari, dell'entità dei costi di gestione delle opere [dell'adeguatezza della remunerazione del capitale investito] e dei costi di gestione delle aree di salvaguardia, nonché di una quota parte dei costi di funzionamento dell'Autorità d'ambito, in modo che sia assicurata la copertura integrale dei costi di investimento e di esercizio secondo il principio del recupero dei costi e secondo il principio "chi inquina paga". Tutte le quote della tariffa del Servizio idrico integrato hanno natura di corrispettivo».



comma 19, del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, convertito con modificazioni dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214, ha precisato, all'art. 2, comma 1, le finalità della regolazione del servizio idrico integrato: «a) garanzia della diffusione, fruibilità e qualità del servizio all'utenza in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale; b) definizione di un sistema tariffario equo, certo, trasparente, non discriminatorio; c) tutela dei diritti e degli interessi degli utenti; d) gestione dei servizi idrici in condizioni di efficienza e di equilibrio economico e finanziario; e) attuazione dei principi comunitari "recupero integrale dei costi", compresi quelli ambientali e relativi alla risorsa, e "chi inquina paga", ai sensi degli artt. 119 e 154 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e dell'art. 9 della direttiva 2000/60/CE».

La medesima disposizione stabilisce altresì che l'Autorità agisce «con i poteri e nel quadro dei principi, delle finalità e delle attribuzioni stabiliti dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, in pieno autonomia e con indipendenza di giudizio e valutazione, nel rispetto degli indirizzi di politica generale formulati dal Parlamento e dal Governo».

Il decreto elenca precisamente le funzioni trasferite ex lege all'Autorità, precisandone l'ambito oggettivo, coincidente con il servizio idrico integrato, «ovvero ciascuno dei singoli servizi che lo compongono, compresi i servizi di captazione e adduzione a usi multipli e i servizi di depurazione a usi misti civili e industriali» (art. 3, comma 1). In base al predetto decreto, l'Autorità, in particolare:

«c) definisce le componenti di costo - inclusi i costi finanziari degli investimenti e della gestione - per la determinazione della tariffa del servizio idrico integrato, ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono compresi i servizi di captazione e adduzione a usi multipli e i servizi di depurazione a usi misti civili e industriali, per i vari settori di impiego, in conformità ai criteri e agli obiettivi stabiliti dal Ministero dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare di cui all'art. 1, comma 1, lettere c), d), e), f);

d) predisporre e rivede periodicamente il metodo tariffario per la determinazione della tariffa del servizio idrico integrato, ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono compresi i servizi di captazione e adduzione a usi multipli

e i servizi di depurazione a usi misti civili e industriali, di cui alla precedente lettera c) sulla base del riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio sostenuti dai gestori, prevedendo forme di tutela per le categorie di utenza in condizioni economico sociali disagiate, individuate dalla legge, e fissa, altresì, le relative modalità di revisione periodica, vigilando sull'applicazione delle tariffe;

e) verifica la corretta redazione del Piano d'ambito, acquisito la valutazione già effettuato dalle Regioni e dalle Province autonome di Trento e di Bolzano sulla coerenza dei Piani d'ambito con la pianificazione regionale e provinciale di settore, esprimendo osservazioni, rilievi e impartendo, a pena d'inefficacia, prescrizioni sugli elementi tecnici ed economici e sullo necessità di modificare le clausole contrattuali e gli atti che regolano il rapporto tra le autorità competenti e i gestori del servizio idrico integrato ai sensi dell'art. 2, comma 186-bis, della legge n. 191/09;

f) approvo le tariffe del servizio idrico integrato, ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono compresi i servizi di captazione e adduzione o usi multipli e i servizi di depurazione a usi misti civili e industriali, proposte dal soggetto competente sulla base del Piano d'ambito di cui all'art. 149 del decreto legislativo n. 152/06, impartendo, a pena d'inefficacia, prescrizioni. In caso di inadempimento o su istanza delle amministrazioni e delle parti interessate, l'Autorità (...) intima l'osservanza degli obblighi entro trenta giorni, decorsi i quali, fatto salvo l'eventuale esercizio del potere sanzionatorio, provvede in ogni caso alla determinazione in via provvisoria delle tariffe sulla base delle informazioni disponibili, comunque in un'ottica di tutela degli utenti».

Inoltre, l'art. 3 del medesimo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri ha previsto, quale clausola di carattere generale, che «l'Autorità (...), in assenza di standard o indirizzi emanati da parte delle autorità o tal fine competenti o qualora non disponga di riferimenti normativi o regolamentari funzionali allo svolgimento delle proprie funzioni, nelle more della emanazione dei provvedimenti in materia, procede comunque sulla base dei poteri a essa conferiti dalla legge 14 novembre 1995, n. 481».

## Relazioni istituzionali per i servizi idrici

Memoria 19 aprile 2012, 145/2012/I/Idr - Contributo dell'Autorità sull'avvio della regolazione dei servizi idrici nell'ambito dell'indagine conoscitiva in ordine alle proposte di legge C. 2 iniziativa popolare, C. 1951 Messina e C. 3865 Bersani, recanti: *Principi per la tutela, il governo e la gestione pubblica delle acque e disposizioni per la ripubblicizzazione del servizio idrico*

Nell'audizione del 19 aprile 2012 presso la Commissione ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera dei deputati, convocata nell'ambito dell'indagine conoscitiva in ordine ai disegni di legge recanti *Principi per la tutela, il governo e la gestione pubblica delle acque e disposizioni per la ripubblicizzazione del servizio idrico* (AC2, AC1951, AC3865), l'Autorità ha rappresentato alcuni primi orientamenti tesi a introdurre, nel settore dei servizi idrici, una struttura di regolazione che assicuri la stabilità del contesto regolatorio in cui gli operatori esercitano la propria attività, attraverso la definizione di tariffe, certe e trasparenti, l'individuazione di adeguati parametri di qualità del servizio, la tutela degli utenti, la sostenibilità e la certezza degli investimenti. L'individuazione di regole stabili, certe e condivise persegue la finalità generale del regolatore che consiste nel prefiggersi una migliore qualità del servizio reso agli utenti (per esempio, in questo settore, attraverso la riduzione delle perdite di rete). In particolare, l'Autorità ha evidenziato l'opportunità di migliorare la trasparenza delle bollette, unendo facilità di lettura a completezza di informazione sulle singole componenti di costo di cui si costituisce; di aumentare l'informazione agli utenti sui principali indicatori di qualità gestionale e di efficienza del gestore; di migliorare i rapporti commerciali e di interlocuzione con i clienti. L'Autorità ha poi accennato sia all'importanza della corretta allocazione delle risorse così come della realizzazione degli investimenti che, in questo settore, risultano essenziali anche ai fini della tutela dell'ambiente e del territorio, sia alla necessità dell'introduzione di meccanismi di premialità sulla qualità del servizio reso agli utenti finali e sulla

capacità di realizzare effettivamente gli investimenti previsti nei Piani, analoghi a quelli già sperimentati con successo nei settori energetici che, complessivamente, hanno condotto a un miglioramento significativo e strutturale delle prestazioni dei gestori e degli esercenti dei servizi.

Memoria 8 novembre 2012, 448/2012/I/Idr, per l'audizione presso la VIII Commissione ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera

Nell'audizione dell'8 novembre 2012 presso la VIII Commissione ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera, l'Autorità ha presentato una sintetica ricognizione dell'attività regolatoria svolta nel corso del 2012 nel settore del servizio idrico integrato. In particolare, l'Autorità ha sottolineato la rilevanza delle procedure di consultazione messe in atto, che hanno accompagnato la prima fase di avvio del processo regolatorio dei servizi idrici (per un'illustrazione di dettaglio dei singoli provvedimenti, vedi *infra*). Sono inoltre state sottoposte all'attenzione della Commissione alcune riflessioni sugli assetti del settore e sulle principali problematiche della regolazione tariffaria, finalizzata all'efficientamento dei costi del settore, all'introduzione di parametri di qualità del servizio, alla promozione degli investimenti.

Riguardo all'efficienza, l'Autorità ha rilevato come l'assetto gestionale del settore rappresenti un fattore assai rilevante. La situazione attuale dei soggetti gestori vede la presenza di un elevato numero di imprese spesso di piccole dimensioni e altrettanto spesso interessate a un solo segmento della filiera acqua, con regole e sistemi tariffari non omogenei e con una scarsa o scadente evidenziazione dei costi sostenuti. A ciò si aggiunge una estrema differenziazione per le tariffe adottate per gli usi industriali. Ai fini di una maggiore efficienza, l'Autorità ha dunque auspicato il superamento di tale situazione, individuando un percorso di razionalizzazione verso forme gestionali e tariffarie che siano in grado di fornire i servizi agli utenti, superando



l'ottica territoriale e sviluppando capacità adeguate a far fronte alle esigenze.

Una maggiore efficienza, ad avviso dell'Autorità, potrebbe ulteriormente essere raggiunta prevedendo anche interventi di razionalizzazione della *governance* del settore, anche attraverso specifiche modifiche al *corpus* normativo, finalizzate a chiarire gli ambiti di competenza tra le amministrazioni e a eliminare gli elementi di sovrapposizione che attualmente esistono.

L'Autorità ha poi evidenziato che, come avviene nelle regolazioni tariffarie generalmente adottate per i servizi di pubblica utilità nei confronti dei quali non opera un confronto concorrenziale diretto, il perseguimento dell'efficienza viene realizzato attraverso:

- il confronto tra le gestioni, al fine di individuare le "frontiere efficienti" del servizio fornito, ovvero i costi di riferimento;
- la convergenza obbligata, in periodi determinati, verso tale frontiera dei costi riconosciuti alle singole imprese.

Un sistema basato esclusivamente su criteri sanzionatori, a parere dell'Autorità, non è efficiente, non solo per i costi che richiederebbe, ma anche per la sua ridotta efficacia nei confronti di quelle gestioni effettuate direttamente dalla Pubblica Amministrazione. L'esperienza dell'Autorità nei settori dell'energia

elettrica e del gas ha dimostrato inoltre che la regolazione tariffaria deve essere accompagnata da una regolazione della qualità del servizio che tenga sotto osservazione alcuni parametri prestazionali sia tecnici (per esempio il numero di interventi sulle reti per riparazione delle perdite, i tempi di riparazione dei guasti, i tempi di esecuzione degli allacciamenti, la capacità di evacuazione delle fognature ecc.), sia commerciali (la frequenza di lettura dei contatori, i tempi di risposta ai reclami, i tempi di preventivazione, il numero di utenze fatturate a forfait ecc.), sia ambientali (il quantitativo di acqua depurata, il rispetto delle caratteristiche del fluido rilasciato ecc.). Pertanto, l'Autorità reputa che tale esperienza possa essere replicata anche nel settore idrico, a condizione che la regolazione della qualità del servizio sia incardinata in capo al regolatore nazionale e che sia rivolta specificamente a ogni singolo soggetto gestore.

Infine, riguardo alla necessità di investimenti nel settore idrico, l'Autorità ha auspicato che siano sviluppati e resi operativi strumenti integrativi di quelli tariffari, per esempio la costituzione di fondi rotativi destinati agli investimenti nel settore idrico, i *project bond* o altre soluzioni utili a perseguire l'obiettivo di rendere disponibili capitali da investire nel settore.

L'Autorità ha infine illustrato le questioni da affrontare nei mesi successivi l'audizione (vedi *infra*).

---

## Regolamentazione e tutela dell'utenza nel settore idrico

---

A seguito dell'attribuzione delle competenze di regolazione e controllo dei servizi idrici, l'Autorità ha provveduto in primo luogo a istituire, con la delibera 2 febbraio 2012, 29/2012/A/idr, un gruppo di lavoro per lo svolgimento delle attività preparatorie

e ricognitive relative alle nuove funzioni attribuitele. L'attività del gruppo di lavoro è stata condotta, oltre che su dati documentali, anche consultando i principali esperti e *stakeholders* del settore, arrivando a evidenziare le principali criticità e le più urgenti linee

di intervento. L'Autorità ha dunque immediatamente avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti tariffari e per la raccolta dei dati e delle informazioni in materia di servizi idrici, considerata anche l'esigenza di tener conto di quanto stabilito dal decreto del Presidente della Repubblica 18 luglio 2011, n. 116, in merito all'abrogazione del riferimento all'adeguata remunerazione del capitale investito nella normativa previgente<sup>6</sup>, a seguito degli esiti del referendum popolare del 12-13 giugno 2011, ammesso - si ricorda - dalla Corte costituzionale con sentenza n. 26/2011. Alla fine del mese di marzo 2012, inoltre, l'Autorità ha iniziato a dotarsi di un assetto organizzativo che includesse formalmente anche i servizi idrici, cominciando a lavorare sulle tematiche della qualità del servizio e della tutela dell'utente, della regolazione tariffaria e degli assetti del settore. In data 3 ottobre 2012 è stato pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012, che individua le competenze e le funzioni di dettaglio in capo all'Autorità, definendo in particolare i confini rispetto alle competenze del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

Con l'approvazione dell'anzidetto decreto, l'Autorità ha meglio strutturato la propria attività nell'ambito delle funzioni di regolazione del servizio idrico integrato, sintetizzabile in quattro campi di intervento:

- regolazione tariffaria: definizione delle componenti di costo per la determinazione della tariffa; predisposizione e revisione del metodo tariffario; approvazione delle tariffe; adozione delle direttive per la trasparenza della contabilità e la separazione contabile e amministrativa, nonché rendicontazione periodica dei dati gestionali;
- regolazione della qualità del servizio: definizione dei livelli minimi e degli obiettivi di qualità del servizio; previsione di premialità e penalità; avvio e cura della raccolta ed elaborazione di dati statistici e conoscitivi, assicurando l'accesso generalizzato;
- tutela del consumatore: valutazione di reclami, istanze e segnalazioni; determinazione di obblighi di indennizzo

automatico in favore degli utenti; adozione di ulteriori iniziative a garanzia degli interessi degli utenti, d'intesa con le Regioni e le Province autonome;

- regolazione degli assetti del settore: predisposizione di una o più convenzioni tipo; verifica della corretta redazione del Piano d'ambito, con il potere di impartire prescrizioni, a pena d'inefficacia; formulazione di proposte di revisione della disciplina vigente segnalando casi di inosservanza; invio di pareri a Governo, Regioni, soggetti concedenti; obbligo di relazione al Governo e al Parlamento.

Si osserva, tuttavia, che i quattro gruppi di attività enucleati costituiscono una classificazione molto semplificata, essendo tutti i suddetti aspetti intrinsecamente legati tra loro: si pensi, per esempio, alla distinzione tra la regolazione tariffaria e la regolazione della qualità del servizio, laddove la valutazione di un livello equo e sostenibile della tariffa non può prescindere da una valutazione del livello di qualità che si ritiene necessario fornire; o ancora ai profili di tutela dell'utenza che attengono a qualunque attività volta a tutelare la qualità del servizio fornito.

In particolare, si osserva che la tutela dell'utenza si pone come l'obiettivo ultimo - di lungo periodo e intergenerazionale - della regolazione economica, che si rende necessaria proprio in quanto, in assenza di regolazione, il fornitore di un servizio essenziale in regime di monopolio naturale potrebbe abusare della propria posizione a danno dell'utenza. Nel settore idrico, infatti, l'utente non dispone di strumenti di tutela propri, quali quello di non acquistare il prodotto o di acquistarlo da altri soggetti, come in altri settori economici.

Si ritiene pertanto che la salvaguardia dell'utenza nei servizi idrici debba permeare tutte le attività regolatorie dell'Autorità, come risulta dalla descrizione del percorso svolto.

Nei paragrafi che seguono dunque sono sinteticamente riepilogate le principali attività poste in essere dall'Autorità nel settore idrico, per comodità espositiva suddivise in due filoni dedicati, rispettivamente, alla regolazione tariffaria in senso lato, incluse le attività di regolazione degli assetti del settore, e all'attività di tutela dell'utenza e della qualità del servizio.

<sup>6</sup> Comma 1, art. 154, del decreto legislativo n. 152/06.



## Regolazione tariffaria

Come osservato nel paragrafo precedente, l'attività dell'Autorità in tema di regolazione tariffaria è stata prontamente avviata, tenendo conto sia degli esiti del referendum del giugno 2011, sia del vigente contesto normativo nazionale ed europeo, con l'obiettivo ultimo di definire un nuovo quadro regolatorio chiaro, efficiente e stabile nel lungo periodo.

L'1 marzo 2012, infatti, è stata approvata la delibera 74/2012/R/idr, che ha avviato sia il procedimento per l'adozione di provvedimenti tariffari, sia le attività di raccolta dati e informazioni in materia di servizi idrici.

La successiva attività di elaborazione interna e di confronto con gli *stakeholders* ha portato alla pubblicazione, in data 22 maggio, di un primo documento per la consultazione, 204/2012/R/idr, per l'adozione di provvedimenti tariffari. In questo primo documento sono stati evidenziati il quadro di riferimento di partenza della regolazione del settore, le principali problematiche rilevate, le specifiche esigenze di tutela dell'utente e la situazione della qualità del servizio, al fine di delineare gli elementi caratterizzanti la nuova regolamentazione tariffaria. Il documento ha sottoposto, quindi, a consultazione una serie di indirizzi riguardanti i diversi aspetti della regolazione economica, tra i quali:

- il perimetro delle attività oggetto di regolazione;
- le tariffe d'ambito e i ricavi del gestore;
- i costi delle immobilizzazioni, all'interno dei quali veniva trattato il tema del riconoscimento in tariffa degli oneri finanziari e fiscali, in assenza di remunerazione del capitale;
- la struttura della tariffa applicata alla clientela finale e la struttura della bolletta in termini di trasparenza di fatturazione e di elementi minimi da evidenziare all'utente;
- l'attività di misura.

Il documento ha esaminato in maniera sintetica i metodi tariffari previgenti, evidenziando l'esigenza di un passaggio graduale dal metodo tariffario utilizzato in precedenza alla nuova regolazione proposta dall'Autorità, sottoponendo a consultazione pubblica la

necessità di definire un periodo tariffario transitorio, motivato anche dall'esigenza di sistematizzare una raccolta dati adeguata a supportare i cambiamenti richiesti.

È importante sottolineare la presenza, già all'interno del primo documento per la consultazione, di numerosi elementi di riflessione che fanno riferimento all'obiettivo di tutela dell'utente finale e di garanzia di un livello minimo di qualità del servizio, dal momento che la regolazione tariffaria, da un lato, si giustifica proprio in un'ottica di tutela dell'utenza e, dall'altro, può esprimere parametri quantitativi solo in funzione dei parametri qualitativi richiesti del servizio fornito.

A seguito degli esiti del lavoro preparatorio svolto, delle indicazioni emerse nel corso degli incontri con i rappresentanti delle istituzioni e della società civile e con gli esperti del settore (il documento per la consultazione è stato anche illustrato in occasione di alcuni seminari pubblici cui sono state invitate le diverse categorie di *stakeholders* del settore, inclusi i rappresentanti degli utenti), nonché delle risposte pervenute al primo documento per la consultazione, l'Autorità ha poi pubblicato, in data 12 luglio 2012, un secondo documento per la consultazione, 290/2012/R/idr, nel quale si è focalizzata espressamente sul metodo tariffario transitorio da applicare per gli anni 2012 e 2013, partendo da un'analisi puntuale dei diversi metodi tariffari precedentemente applicati sul territorio nazionale.

In particolare, il documento ha illustrato le proposte dell'Autorità in materia di criteri generali del metodo, per poi addentrarsi sulle specifiche misure tariffarie, sia in merito alle condizioni per il riconoscimento dell'aggiornamento tariffario, sia con riferimento alla valutazione dei parametri di valorizzazione quantitativa dei diversi elementi di costo. Rispetto al precedente documento per la consultazione 204/2012/R/idr, si è proceduto a dettagliare maggiormente le equazioni per il calcolo di ammortamenti, oneri finanziari e costi operativi, avanzando altresì prime ipotesi per la definizione di un coefficiente di efficientamento. Le proposte sono state in parte differenziate a seconda che il metodo transitorio fosse destinato a essere applicato a gestioni

precedentemente sottoposte al metodo tariffario ex CIPE o alle gestioni ex metodo tariffario normalizzato (MTN), oppure ad altro metodo previgente.

Occorre ricordare che il documento per la consultazione 290/2012/R/idr ha coinvolto i portatori di interessi anche sui meccanismi di salvaguardia, incluso il tema della tutela della fascia agevolata per l'utenza domestica, e sull'opportunità di introdurre un deposito cauzionale, al fine di ridurre i costi del fenomeno della morosità.

A questa attività di ricognizione l'Autorità ha contemporaneamente affiancato un'attività conoscitiva, approvando in data 2 agosto 2012 la delibera 347/2012/R/idr (e le correlate determine 1/2012-TQI e 2/2012-TQI), con la quale ha avviato la raccolta dati finalizzata all'aggiornamento tariffario, definendone i contenuti informativi e le procedure. È bene sottolineare che questa raccolta dati, la più capillare avviata sul territorio, si riferisce non solo a informazioni economiche e patrimoniali finalizzate al calcolo tariffario, bensì anche a dati tecnico-fisici, di caratteristiche del territorio e dell'applicazione previgente della tariffa all'utenza finale. La scadenza per la raccolta dati era stata inizialmente fissata al 15 ottobre 2012 e successivamente prorogata per particolari categorie di gestioni<sup>7</sup>.

Nei mesi di settembre, ottobre e novembre è proseguito il lavoro di analisi, di affinamento delle formule di calcolo e di esame delle esigenze provenienti dalle diverse parti coinvolte, utilizzando nuovamente anche lo strumento dei seminari aperti al pubblico per discutere in maniera trasparente i dettagli delle proposte. La messa a punto della metodologia tariffaria è stata inoltre accompagnata da simulazioni degli effetti su casi reali, condotte con la collaborazione di enti d'ambito e di gestori volontariamente offerenti.

In data 28 dicembre 2012 è, dunque, stata approvata la delibera 585/2012/R/idr, che ha introdotto il metodo tariffario transitorio (MTT) per la determinazione delle tariffe dei servizi idrici per gli anni 2012 e 2013. La delibera 88/2013/R/idr, approvata il successivo 28 febbraio 2013, ha poi introdotto il metodo tariffario

transitorio per le gestioni ex CIPE (MTC), oltre ad apportare alcune modifiche e integrazioni al MTT.

Le citate delibere prevedevano la scadenza del 31 marzo per l'invio delle proposte tariffarie da parte dei soggetti competenti, termine successivamente prorogato al 30 aprile su richiesta degli stessi soggetti (delibere 15 marzo 2103, 108/2013/R/idr, e 11 aprile 2013, 158/2013/R/idr).

L'introduzione delle regole tariffarie transitorie recate dai richiamati provvedimenti è stata accompagnata dalla definizione delle *Linee guida* per la verifica dell'aggiornamento del piano economico finanziario del Piano d'ambito (delibera 21 febbraio 2013, 73/2013/R/idr). Nell'ambito di tali *Linee guida* è stato giudicato opportuno precisare anche le modalità di trasmissione all'Autorità dei piani economico finanziari aggiornati, i contenuti minimi della documentazione da inviare ai fini dell'avvio delle operazioni istruttorie di verifica della corretta redazione dei medesimi, nonché i *format* per la rappresentazione sintetica delle informazioni necessarie a consentire una più efficace ed efficiente attività istruttoria.

Con riferimento alla restituzione agli utenti finali della componente tariffaria relativa alla remunerazione del capitale per l'anno 2011, si rammenta che il tema è stato dapprima affrontato nell'ambito del documento per la consultazione 290/2012/R/idr, in cui era stata proposta una modalità operativa di restituzione della stessa componente. Anche in considerazione delle osservazioni ricevute, l'Autorità ha ritenuto di dover chiedere un parere al Consiglio di Stato in merito alla questione della decorrenza temporale delle funzioni di regolazione tariffaria assegnate all'Autorità nel settore dei servizi idrici<sup>8</sup>. A seguito del parere del Consiglio di Stato, Sezione II, del 25 gennaio 2013, n. 267, in data 31 gennaio 2013 l'Autorità ha quindi approvato la delibera 38/2013/R/idr, con la quale ha formalmente avviato il procedimento per la determinazione di detta restituzione.

Ai sensi della delibera citata, sono stati inviati contributi sul tema da parte di enti d'ambito, gestori, associazioni di gestori, associazioni di consumatori e soggetti promotori del referendum,

<sup>7</sup> Si vedano, per esempio, le proroghe concesse dalla delibera 11 ottobre 2012, 412/2012/R/idr, per la Regione autonoma Valle d'Aosta o quella della delibera 15 novembre 2012, 485/2012/R/idr, per i gestori con sede amministrativa nei comuni interessati dagli eventi sismici del maggio 2012.

<sup>8</sup> Si ricorda che avverso le delibere di approvazione tariffaria (delibere 585/2012/R/idr e 88/2013/R/idr e atti correlati) è attualmente pendente una serie di ricorsi proposti da una molteplicità di soggetti – sia imprese di gestione e singoli Comuni, sia associazioni rappresentative dei consumatori e dei comitati promotori del referendum – che hanno affidato le proprie difese a motivi e argomenti opposti, evidenziando la circostanza che il settore dei servizi idrici è caratterizzato dalla presenza di posizioni e interessi dicotomici e inconciliabili, nel cui contesto l'Autorità si trova e si è trovata a operare sin dall'avvio delle nuove funzioni.

<sup>9</sup> Richiesta di parere inoltrata dall'Autorità al Consiglio di Stato in data 23 ottobre 2012 (prot. Autorità n. 33500 del 2012).



che hanno evidenziato posizioni dicotomiche, segnalando la necessità di procedere a ulteriori attente valutazioni.

A completamento dei temi di regolazione economica, in data 28 febbraio è stato pubblicato il documento per la consultazione 82/2013/R/com, che ha illustrato i primi orientamenti in materia di obblighi di separazione contabile per gli esercenti i servizi idrici. Una compiuta separazione contabile infatti è condizione necessaria per applicare coerentemente un metodo tariffario a regime, al fine di consentire il controllo da parte dei soggetti competenti e di evitare i sussidi incrociati tra le diverse attività svolte.

Da ultimo, la delibera 21 marzo 2013, 110/2013/R/idr, ha avviato un procedimento per il riconoscimento del valore residuo degli investimenti alla scadenza delle concessioni. Mediante la definizione di criteri e modalità per il riconoscimento del valore di subentro, l'Autorità si propone di garantire, anche con la nuova disciplina tariffaria, la sostenibilità finanziaria degli investimenti e favorirne la bancabilità in un settore, come quello dei servizi idrici, che presenta un'elevata necessità di interventi impiantistici nei prossimi anni. Tra gli strumenti utilizzabili, è opportuno

valutare l'efficacia di eventuali componenti tariffarie vincolate, da destinare, attraverso meccanismi perequativi centralizzati, alla copertura degli oneri di trasferimento delle infrastrutture, ovvero, più in generale, a garanzia delle operazioni di subentro. La tematica è stata successivamente discussa in incontri organizzati con le parti interessate e con gli investitori istituzionali.

Si rammenta che ulteriori attività sono derivate dalla necessità di sistematizzare situazioni pregresse. In particolare, il decreto del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 16 luglio 2012, n. 3520, preso atto di quanto disposto dall'art. 21, comma 19, del decreto legge n. 201/11, ha trasferito all'Autorità il procedimento di riesame delle prescrizioni di cui al suo precedente decreto ministeriale del 20 gennaio 2012, n. 3076, con cui aveva approvato la relazione *Verifica della corretto redazione della revisione ordinaria del Piano d'ambito dell'ATO 3 - Medio Valdarno*, ritenendo il citato Piano d'ambito adeguatamente redatto ma condizionato al recepimento di alcune prescrizioni. Con la delibera 15 novembre 2012, 484/2012/R/idr, l'Autorità ha dunque avviato l'istruttoria per il completamento della verifica del Piano d'ambito dell'ATO 3 - Medio Valdarno.

---

## Tutela del consumatore

---

Come evidenziato nei paragrafi precedenti, l'attività dell'Autorità sui temi della tutela del consumatore è emersa fin dalle prime riflessioni sul settore in generale e sul metodo tariffario in particolare, dal momento che la tutela del consumatore, nella sua dimensione complessiva, costituisce la finalità ultima dell'attività di regolazione dei servizi di pubblica utilità forniti in regime di monopolio naturale.

Già nel primo documento per la consultazione sul metodo tariffario, 204/2012/R/idr, infatti, è stata espressamente esaminata la situazione della tutela del consumatore, riepilogando i fondamenti giuridici e gli esempi internazionali e ricostruendo lo stato dei rapporti con l'utenza, in generale, e quello dell'applicazione delle carte dei servizi, in particolare. Tale premessa ricognitiva ha poi portato, nella parte propositiva della consultazione, a interrogare i soggetti interessati sui temi

della struttura della tariffa applicata alla clientela finale, da un lato, e della struttura della bolletta in termini di trasparenza di fatturazione e di elementi minimi da evidenziare all'utente, dall'altro. In particolare, con riferimento alle tematiche di qualità del servizio, è stata anche evidenziata la necessità di definire standard generali e specifici di qualità tecnica e di qualità commerciale, nonché di stabilire indennizzi automatici in caso di inottemperanza.

Le risposte pervenute alla consultazione hanno evidenziato un non soddisfacente livello di trasparenza dei documenti di fatturazione, tema quest'ultimo cui si è deciso di dedicare specifico approfondimento, pubblicando in data 2 agosto 2012 il documento per la consultazione 348/2012/R/idr. Nel richiamato documento per la consultazione sono stati formulati alcuni orientamenti di dettaglio in merito ai contenuti minimi della

bolletta del servizio idrico integrato e a un possibile glossario di accompagnamento da utilizzare, con l'obiettivo di migliorarne la leggibilità e la comprensione, promuovendo così la conoscenza delle condizioni di svolgimento del servizio e la partecipazione.

L'attività conoscitiva ha dunque portato all'approvazione, in data 28 dicembre 2012, della prima direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione del servizio idrico integrato (delibera 586/2012/R/idr).

Con riferimento alle ulteriori attività svolte sui temi della tutela dell'utenza, si evidenzia un filone di decisioni che fa riferimento alle agevolazioni per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni 20 maggio 2012 e successivi:

- la delibera 6 giugno 2012, 235/2012/R/com, ha infatti disposto innanzitutto la sospensione dei termini di pagamento delle forniture relative, tra l'altro, ai servizi idrici;
- il documento per la consultazione 31 ottobre 2012, 435/2012/R/com, ha esposto gli orientamenti dell'Autorità in tema di agevolazioni per le popolazioni colpite dagli eventi sismici;
- la delibera 28 dicembre 2012, 572/2012/II/com, ha richiesto al Governo indirizzi in merito allo schema di provvedimento che l'Autorità riteneva di proporre;
- la delibera 16 gennaio 2013, 6/2013/R/com (poi modificata e integrata nelle sue modalità applicative dalle delibere 15 marzo 2013, 105/2013/R/com), e 21 marzo 2013, 118/2013/R/com ha conseguentemente introdotto specifiche agevolazioni tariffarie e ha previsto la rateizzazione dei pagamenti per le medesime popolazioni, istituendo contestualmente la componente tariffaria U11 per la perequazione dei costi relativi ai servizi di acquedotto, fognatura e depurazione. Tale componente tariffaria viene riscossa da tutti i gestori e versata alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, presso la quale è stato istituito un apposito Conto per la perequazione, che a sua volta provvederà a versare gli importi a copertura delle agevolazioni erogate.

Il 28 dicembre 2012, inoltre, è stata approvata anche la delibera 587/2012/E/idr, con la quale è stata avviata un'istruttoria conoscitiva su possibili anomalie nelle tariffe applicate agli utenti finali. In particolare, sono state sotto osservazione le seguenti tipologie di comportamento:

- l'adempimento, da parte dei gestori, del divieto di fatturare il servizio di depurazione agli utenti non allacciati al depuratore, nonché l'attuazione del decreto ministeriale 30 settembre 2009, con particolare riferimento al rispetto delle modalità di restituzione della quota tariffaria non dovuta e degli obblighi informativi agli utenti, stabiliti dal medesimo decreto;
- l'inserimento nelle bollette degli utenti di partite perequative locali sotto forma di voci di costo che potrebbero risultare improprie, con particolare riferimento alla creazione di accantonamenti per fondi di investimento non ricompresi nella tariffa del servizio idrico integrato e alla creazione di fondi per non meglio specificati contributi sociali, di cui non appare chiara la correlazione tra costo imputato in tariffa e costo sostenuto.

La delibera citata è stata corredata da una raccolta dati particolare per rilevare eventuali anomalie.

Specifica attenzione è stata poi dedicata alla sostenibilità sociale della tariffa idrica: il tema, già sollevato nel primo documento per la consultazione sul metodo tariffario, 204/2012/R/idr, è stato più specificamente affrontato con il documento per la consultazione 28 febbraio 2013, 85/2013/R/idr; quest'ultimo ha posto in discussione la tematica delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura del servizio idrico degli utenti domestici che versano in condizioni economiche disagiate. Il documento ha illustrato una dettagliata proposta applicativa, completa di:

- individuazione dei beneficiari della compensazione;
- individuazione delle utenze chiamate a finanziare il sistema di compensazione;
- quantificazione del beneficio;
- definizione delle modalità di accreditamento e di erogazione del beneficio.

Nel documento sono state discusse anche le modalità di quantificazione e di recupero dell'onere derivante dall'introduzione delle misure di compensazione, nonché la proposta di gestione del processo di ammissione ai meccanismi di tutela per gli utenti domestici in condizioni di disagio economico. Un ulteriore aspetto, oggetto di attenzione da parte dell'Autorità, è stato quello della morosità, intesa come tutela degli utenti



paganti gravati da eccessivi aumenti tariffari dovuti alla necessità di coprire i costi non sostenuti dagli utenti morosi. Su questo tema, l'Autorità, con la citata delibera, ha avviato un procedimento per la definizione delle condizioni contrattuali obbligatorie inerenti alla regolazione della morosità degli utenti finali del SII. Con il medesimo procedimento, inoltre, l'Autorità ha dettato disposizioni urgenti in materia di utenze non disalimentabili. Il tema della morosità è poi stato ulteriormente approfondito, avviando un procedimento per la definizione di specifici meccanismi di riconoscimento, anche al fine di contenere il rischio di credito, con la delibera 21 marzo 2013, 117/2013/R/idr.

In parallelo a quest'ultima attività, in data 28 febbraio 2013, l'Autorità ha pubblicato la delibera 86/2013/R/idr, che ha approvato la disciplina del deposito cauzionale per il servizio idrico integrato. Tale provvedimento è stato ritenuto urgente, in quanto l'introduzione del deposito cauzionale contribuisce alla copertura di una parte del rischio morosità del gestore e risponde a un principio di equità, dal momento che, in caso contrario, l'onere della morosità ricadrebbe in ultima analisi sulla generalità degli utenti del servizio. D'altra parte, si è ritenuto opportuno anche dettare dei limiti alle possibili richieste di deposito cauzionale da parte dei gestori, optando per commisurare il relativo ammontare a un valore non superiore a quello corrispondente a tre mensilità di consumo annuo attribuibile all'utente. Parallelamente, inoltre, si è ritenuto di prevedere l'esclusione dall'obbligo di versamento del deposito cauzionale per gli utenti che fruiscono di agevolazioni di carattere sociale.

Infine, con la delibera 28 marzo 2013, 135/2013/E/idr, è stata avviata un'istruttoria conoscitiva in merito all'erogazione del servizio di acquedotto nei comuni interessati da limitazioni all'uso di acque destinate al consumo umano derivanti da concentrazioni di arsenico e/o fluoro superiori ai valori previsti dalla normativa vigente. Tale istruttoria è stata motivata dalla necessità di individuare e valutare le relative responsabilità con riferimento agli impegni previsti dalle Carte di servizio, ovvero dalla pianificazione ed esecuzione degli investimenti necessari alla risoluzione del problema, dal momento che l'ipotesi di trattare il diritto alla salubrità dell'acqua esclusivamente in termini di impatto tariffario – semplicemente monetizzando le conseguenze delle limitazioni all'uso dell'acqua – riveste numerose criticità e potrebbe produrre effetti di segno opposto a quelli desiderati. L'istruttoria si propone pertanto di acquisire elementi utili a:

- valutare le ricadute, in termini tariffari, delle ordinanze di non potabilità sugli utenti finali del servizio idrico integrato coinvolti;
- individuare eventuali misure di compensazione ai medesimi utenti, legate alla distribuzione di acqua non idonea agli usi potabili;
- verificare l'adozione, da parte dei gestori, di tutte le misure e gli interventi di loro competenza volti a garantire un adeguato servizio sostitutivo della fornitura di acqua potabile, nel rispetto delle prescrizioni delle rispettive Regioni e Province autonome, e a ricondurre le concentrazioni di arsenico e/o fluoro entro i valori previsti dalla normativa vigente.

# 7.

Organizzazione,  
comunicazione  
e risorse



# Organizzazione e Piano strategico triennale

Con la delibera 26 luglio 2012, 308/2012/A, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha approvato il Piano strategico per il triennio 2012-2014, che è stato pubblicato sul sito internet con la finalità di far conoscere a tutti i soggetti interessati la visione prospettica e le linee di intervento che ispirano l'attività dell'Autorità nell'esercizio delle funzioni di propria competenza. In particolare, il Piano contiene le linee strategiche e le connesse linee d'azione, suddivise in 24 obiettivi strategici (Tav. 7.1), che l'Autorità intende perseguire nel triennio per i

settori dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché le prime indicazioni in relazione alle linee evolutive della regolazione dei servizi idrici.

Con la pubblicazione del Piano strategico per il triennio 2012-2014 viene completato il percorso avviato nel 2011 dopo l'insediamento del nuovo Collegio dell'Autorità, avvenuto nel mese di febbraio 2011, con la definizione delle *Linee strategiche dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per il triennio 2011-2013* (delibera 4 agosto 2011, GOP 43/2011).

SIGLA	OBIETTIVO
OS01	Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali nel settore dell'energia elettrica
OS02	Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali nel settore del gas naturale
OS03	Verso un'organizzazione efficiente del servizio di distribuzione del gas naturale
OS04	Miglioramento dei sistemi di misura
OS05	Rafforzamento delle norme tese a garantire la terzietà e l'indipendenza degli operatori di rete
OS06	Definizione di <i>Linee guida</i> per la tenuta di una contabilità di tipo regolatorio per le imprese
OS07	Promozione di un efficiente funzionamento dei mercati in presenza di una quota importante di capacità da fonte rinnovabile
OS08	Aumento della capacità del sistema elettrico di gestire variazioni di offerta e di domanda a costi contenuti
OS09	Adeguatezza della capacità di generazione anche a fronte della crescente quota di produzione da fonti energetiche intermittenti
OS10	Evoluzione verso un mercato del gas pienamente concorrenziale

## TAV. 7.1

Obiettivi del Piano strategico dell'Autorità per il triennio 2012-2014

**TAV. 7.1 - SEGUE**

Obiettivi del Piano strategico dell'Autorità per il triennio 2012-2014

SIGLA	OBIETTIVO
OS11	Strumenti innovativi per la sicurezza degli approvvigionamenti
OS12	Gestione efficiente e pro concorrenziale dei processi, in particolare del processo di <i>switching</i>
OS13	Miglioramento degli attuali sistemi di tutela di prezzo per i consumatori domestici e per le piccole imprese
OS14	Miglioramento e completamento delle misure a tutela dei clienti destinatari di bonus sociale
OS15	Revisione degli ambiti di intervento in tema di qualità dei servizi di vendita al cliente finale
OS16	Promozione della consapevolezza e della capacità di scelta dei clienti finali
OS17	Rafforzamento dell'azione di vigilanza ed <i>enforcement</i> delle regole, anche ai fini dell'attuazione del decreto legislativo n. 93/11
OS18	Sviluppo delle attività di vigilanza sulle infrastrutture e sui mercati
OS19	Vigilanza del rispetto del divieto di traslazione della maggiorazione IRES
OS20	Promozione di strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie
OS21	Revisione delle procedure di consultazione e partecipazione ed estensione dell'Analisi di impatto regolatorio
OS22	Riduzione degli oneri amministrativi a carico dei soggetti regolati
OS23	Sviluppo concorrenziale dell'offerta di servizi energetici e di nuovi modelli di business
OS24	Rafforzamento del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE o certificati bianchi)

Fonte: AEEG.

Per quanto concerne l'organizzazione, l'Autorità si è adoperata con un ulteriore intervento, articolato in più fasi, per rispondere alle esigenze di razionalizzazione, di una sempre più marcata specializzazione delle funzioni e, in particolare, di valorizzazione delle competenze e delle professionalità esistenti.

Tale intervento è ispirato ai principi generali in materia di contenimento dei costi di funzionamento (*spending review*) e mira a rafforzare la capacità di risposta e l'efficacia di intervento dell'Istituzione. La conclusione dell'intero processo di riorganizzazione interna è prevista per l'1 giugno 2013.



---

# Comunicazione

---

La comunicazione è uno dei compiti principali delineati nella legge istitutiva n. 481/95 e rappresenta un elemento trasversale a tutte le attività e a tutti i settori di competenza dell'Autorità.

Nel corso del 2012 il settore più sfidante sotto il profilo della comunicazione, per la complessità tecnica, per la forte "parcellizzazione" sulla stampa locale, ma soprattutto per il dibattito ancora molto acceso dopo il referendum sull'acqua del 2011, è stato quello dei servizi idrici, per il quale sono state attribuite all'Autorità le funzioni di regolazione e controllo con il decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201.

Per questo insieme di motivi, sul fronte dei servizi idrici si è cercato di impostare una "comunicazione di servizio", già adottata nei settori dell'energia elettrica e del gas, al fine di accrescere e potenziare l'informazione al pubblico di operatori e consumatori, in grado di contribuire a una migliore comprensione delle scelte e dell'operato dell'Autorità e delle principali questioni che caratterizzano i settori di competenza.

---

## Campagne di comunicazione multimediale

---

L'Autorità ha continuato a sviluppare e rafforzare la propria attività di comunicazione, al fine di raggiungere un pubblico sempre più vasto con efficacia e immediatezza. Infatti, come

indicato nel Piano strategico per il triennio 2012-2014, uno degli obiettivi dell'Autorità è quello di accrescere l'informazione di qualità e di "servizio", per consentire ai clienti finali di compiere scelte consapevoli e di utilizzare tutti gli strumenti posti dalla regolazione a tutela dei loro diritti.

Nell'ultimo anno, la più rilevante iniziativa di comunicazione realizzata dall'Autorità è stata la campagna istituzionale intitolata *Numero verde per il consumatore di energia: 800.166.654*, condotta attraverso la diffusione di spot su radio, Tv e web. Questo numero telefonico è un servizio gratuito fornito dallo Sportello per il consumatore di energia, al fine di rendere disponibili informazioni utili al cliente finale per orientarsi su questioni connesse con la regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas. La campagna *Numero verde* è stata trasmessa in più riprese, assicurando una buona diffusione e una buona percezione del messaggio. Nella prima fase di messa in onda sono stati contattati 33,3 milioni di adulti con 129 spot Tv, e 14,4 milioni con 81 spot radio; nella seconda sono stati contattati 26,6 milioni di adulti tramite 64 spot Tv, e 12,6 milioni con 68 spot radio. Complessivamente, la campagna ha sviluppato 760 GRP e ben 400 milioni di contatti, raggiungendo ripetutamente oltre 33 milioni di adulti (circa i due terzi del c.d. "target adulti").

Per l'Autorità si è trattato della quarta campagna selezionata dalla

Presidenza del Consiglio dei ministri (dopo quelle del 2002 sul passaggio all'euro e quelle diffuse nel 2009 sul bonus elettrico e nel 2010 sul bonus gas) per l'accesso agli spazi istituzionali gratuiti sulle reti Rai, riservati alla diffusione di informazioni di particolare valore sociale, ai sensi della legge 7 giugno 2000, 150. Va segnalata anche la prosecuzione del progetto di comunicazione *on line*, incentrato su una serie di filmati animati (*cartoon*) ideati per illustrare in modo semplice ed efficace ruoli e compiti dell'Autorità, oltre che per presentare alcuni strumenti posti a disposizione dei consumatori per tutelare i propri diritti. I filmati durano circa due minuti ciascuno e sono pubblicati su YouTube e sul sito internet dell'Autorità. I primi soggetti lanciati *on line* sono stati *Chi è e cosa fa l'Autorità per l'energia*, *lo Sportello per il consumatore di energia* e *l'Atlante dei diritti del consumatore di energia*; altri sono in fase di realizzazione (come, per esempio, quello relativo al Servizio di conciliazione). I filmati sono stati anche proiettati in scuole e licei pubblici selezionati dall'organizzazione Museo dell'energia, il museo virtuale costituito sul sito [www.museoenergia.it](http://www.museoenergia.it), nonché trasmessi nell'ambito di alcuni spazi di comunicazione, realizzati dalla Rai in collaborazione con l'Autorità, all'interno di trasmissioni di elevata audience.

Poiché la televisione costituisce un canale particolarmente efficace per raggiungere il grande pubblico, nel corso dell'anno 2012 è stata prorogata la convenzione tra il servizio pubblico Rai e l'Autorità. L'iniziativa più significativa realizzata nella prima parte del 2013 nell'ambito della menzionata convenzione con la Rai, è rappresentata da un progetto di informazione e di comunicazione, specificamente incentrato sul numero verde dello Sportello per il consumatore di energia dell'Autorità, in stretto collegamento con la campagna multimediale trasmessa sulle reti Rai. Il progetto è stato ideato per soddisfare l'esigenza di una conoscenza di base dei temi dell'energia e del mercato libero, attraverso un percorso strutturato. Sono stati così predisposti otto appuntamenti televisivi con la presenza fissa dell'Autorità all'interno della trasmissione *I fatti vostri*, storico contenitore del mattino di Rai 2; nello studio è stata allestita una riproduzione di una postazione dello Sportello per il consumatore di energia con l'indicazione del numero verde 800.166.654 e la presenza, in diretta Tv, del Direttore consumatori dell'Autorità. Le puntate realizzate con cadenza quindicinale sono state costruite intorno a una telefonata dedicata ai temi più richiesti da coloro che si rivolgono al numero verde (per esempio, le doppie fatturazioni, i

contratti non richiesti, la bolletta spiegata, il cambio di fornitore, le rateizzazioni, la morosità). In termini di ascolti, i risultati sono stati molto positivi.

A questi interventi si aggiungono le numerose partecipazioni dell'Autorità a programmi radiofonici o televisivi su invito.

---

#### Comunicazione web

---

Nel corso del 2012 è stato realizzato un progetto di rinnovamento della grafica e della navigazione nel sito internet istituzionale dell'Autorità, anche per renderne più semplice e agevole la consultazione da dispositivi mobili. La principale novità apportata al sito riguarda la nuova modalità di navigazione per argomenti, con l'utilizzo in via sperimentale di una *tag cloud* (etichetta) inserita nella pagina iniziale del sito stesso. L'obiettivo perseguito è quello di classificare con tag/etichette buona parte delle pagine e dei documenti presenti nel sito, utilizzando termini di uso comune, allo scopo di fornire un percorso abbreviato per gli utenti interessati a specifici argomenti.

Dato il numero elevato di documenti presenti nel sito, si è inoltre provveduto a migliorarne la struttura grafica e le possibilità di ricerca attraverso una semplificazione delle liste di documenti, ora facilmente filtrabili per tipologia, numero, data e settore di riferimento; sono stati anche semplificati il menu principale di accesso e la navigazione per tipologia di utenza (consumatore, operatore, stampa); sono stati inseriti i bottoni dedicati al Servizio di conciliazione e alla nuova iniziativa *La bolletta spiegata*. Inoltre, nella pagina iniziale del sito nuovi *banner* (strisce) scorrevoli contribuiscono a dare maggiore visibilità a servizi o a sezioni dedicati ai consumatori, come il *Trova offerte*, il *Numero verde dello Sportello per il consumatore di energia* e le pagine informative sui bonus elettrico e gas.

Dopo i primi passi compiuti attraverso i mezzi di comunicazione sociale, è stato sviluppato ulteriormente l'utilizzo di *Twitter@AutoritaEnergia*, che registra ora un pubblico qualificato di circa 1.300 *follower*, in costante crescita. Attualmente Twitter viene utilizzato principalmente per rilanciare le pubblicazioni effettuate sul sito internet dell'Autorità e le principali iniziative della stessa Autorità (riunioni del Collegio, interviste, partecipazioni a convegni e comunicati stampa), ma si stanno progettando nuove modalità di coinvolgimento più diretto degli utenti che utilizzano queste piattaforme.



#### Altre iniziative di comunicazione

Nel corso del 2012 sono state realizzate alcune specifiche iniziative di formazione e approfondimento dedicate alla stampa. Fra queste, in particolare:

- la conferenza stampa promossa dall'Autorità in coordinamento con le associazioni dei consumatori e il Ministero dello sviluppo economico per diffondere il progetto *Energia, diritti a viva voce* finanziato attraverso i proventi derivanti dalle sanzioni pecuniarie amministrative irrogate dall'Autorità (Roma, maggio 2012);
- la conferenza stampa per il lancio della campagna di comunicazione istituzionale con la Presidenza del Consiglio dei ministri e il Ministero dello sviluppo economico: *Numero verde per il consumatore di energia* (Roma, novembre 2012);
- il seminario di formazione rivolto ai giornalisti in materia di servizi idrici (Roma, gennaio 2013).

Rinnovata attenzione è stata rivolta allo sviluppo della comunicazione interna, attraverso il nuovo sito intranet istituzionale. Il nuovo spazio comune dedicato a tutti i collaboratori dell'Autorità è divenuto la piattaforma di incontro su cui costruire ambienti di aggregazione e diffusione, destinati a diventare un vero e proprio strumento di dialogo all'interno dell'Istituzione.

#### Bilancio dell'attività di comunicazione

Per valutare l'efficacia dell'attività di comunicazione e conseguentemente elaborare strategie, l'Autorità utilizza specifiche *media analysis* realizzate da società specializzate, selezionate con pubblica gara. A tal riguardo, è necessario premettere che l'anno 2012 è stato caratterizzato da due eventi particolari. Il primo è di tipo istituzionale: come noto, il decreto legge n. 201/11 ha attribuito all'Autorità le funzioni di regolazione e controllo dei servizi idrici e ciò ha comportato un significativo

aumento delle attività di comunicazione. Il secondo evento è di carattere amministrativo: i fornitori dei servizi di rassegna e *media analysis* sono cambiati in corso d'anno a seguito degli esiti delle nuove gare pubbliche e ciò ha determinato discontinuità nelle rilevazioni dei dati e conseguenti interruzioni.

Nel complesso, è comunque possibile stimare che, nell'anno 2012, sulla stampa quotidiana e periodica sono apparsi oltre 3.500 articoli in cui viene citata l'Autorità: sono principalmente riferiti al settore elettrico, poi al gas e infine all'acqua. Il numero degli articoli sui temi dello sviluppo del mercato supera il numero degli articoli riguardanti prezzi/tariffe, diritti dei consumatori e poteri istituzionali. La comunicazione degli strumenti che l'Autorità ha attivato a favore dei consumatori (*bonus, Trova offerte, Sportello per il consumatore, Atlante dei diritti del consumatore*), esistenti nei soli settori elettrico e gas, ha riguardato oltre 350 articoli. Analoghe risultanze possono essere stimate in riferimento alla comunicazione radio-televisiva, quest'ultima però proporzionalmente più attenta – rispetto alla stampa – al tema prezzi/tariffe.

Dal punto di vista dell'analisi del posizionamento dell'Autorità sul web, il monitoraggio organico è iniziato solo da pochi mesi e consiste in una selezione quotidiana di tutte le citazioni di interesse relative all'Autorità e ai suoi servizi sui siti web, blog, forum, newsgroup e social network in lingua italiana.

Su questi viene effettuata un'analisi del *sentiment*, con attenzione alla *web reputation*. Dal primo report utile, riferito al mese di febbraio 2013, emerge che nell'analisi del *sentiment* le maggiori criticità rilevate sono connesse con le problematiche in materia di tariffe dell'acqua; il tema gas è quello che presenta il maggior numero di menzioni positive, ciò anche per via dell'annuncio della riduzione del 6-7% dei relativi prezzi a partire dal mese di aprile 2013. Nel periodo analizzato, Facebook risulta essere la fonte da cui sono stati raccolti il maggior numero di commenti sia positivi (prevalentemente sul tema dei rimborsi sulle bollette dell'acqua) sia negativi (prevalentemente sul tema dell'introduzione delle nuove tariffe dell'acqua).

---

## Risorse umane e sviluppo del personale

---

L'anno 2012 è stato caratterizzato da profonde modifiche organizzative dell'Autorità, rese necessarie per garantire uno svolgimento efficace ed efficiente delle nuove attribuzioni nel settore dei servizi idrici, che hanno avuto, inevitabilmente, un notevole impatto sul fronte della gestione delle risorse umane. Nel corso di tale periodo, pertanto, l'Autorità ha proseguito e intensificato la propria azione in merito alle risorse umane, in relazione ai diversi aspetti della selezione, formazione e gestione delle medesime, in un contesto di continuo e proficuo confronto con le organizzazioni sindacali, teso, nel rispetto delle reciproche prerogative, alla risoluzione delle problematiche e all'individuazione delle migliori soluzioni nell'interesse dell'istituzione e del relativo personale.

L'Autorità ha dovuto infatti assicurare l'avvio e la funzionalità delle nuove strutture, istituite per le nuove competenze, in materia di regolazione e controllo dei servizi idrici e porre in essere le azioni finalizzate ad acquisire il personale necessario. Sotto il primo profilo, oltre alle modifiche al regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità già richiamate (delibera 109/2012/A), si è provveduto all'esplicitamento di una procedura di mobilità interna straordinaria e all'assunzione di risorse utilizzando gli strumenti disponibili; sotto il secondo profilo, previa approvazione della nuova pianta organica (delibera 3 maggio 2012, 178/2012/A),

in ragione del suo ampliamento di 40 unità di personale di ruolo, ai sensi del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito nella legge 24 marzo 2012, n. 27, l'Autorità ha determinato l'acquisizione di un primo contingente di personale attraverso una pluralità di strumenti: procedure concorsuali per posizioni di ruolo, procedure selettive a evidenza pubblica per posizioni a tempo determinato e una procedura di selezione a evidenza pubblica per posizioni di comando da altre pubbliche amministrazioni.

In particolare, nel 2012 si è proceduto all'assunzione di nove risorse di cui una nella carriera dei funzionari di ruolo, in esito a procedura concorsuale bandita l'anno precedente, e otto con contratto a tempo determinato di cui: un dirigente, in esito a procedura selettiva di tipo privatistico; sei funzionari, mediante l'istituto dello scorrimento delle graduatorie in corso di validità relative a procedure di selezione a evidenza pubblica; un operativo, in attuazione degli obblighi occupazionali ex *lege* 12 marzo 1999, n. 68. Inoltre, sono state avviate due procedure concorsuali, in relazione a sei diversi profili, per l'assunzione di complessivi diciassette funzionari di ruolo e quattro operativi di ruolo.

Con riguardo all'attività formativa, nell'anno di riferimento la stessa si è sviluppata prevalentemente attraverso la realizzazione di *workshop*, conferenze e seminari interni, progettati e organizzati anche in collaborazione con importanti istituzioni



nazionali e internazionali (*Ofgem, Florence School of Regulation*), che hanno visto un'ampia adesione da parte del personale. In tale ambito è stata intensificata l'attuazione di conferenze e seminari monotematici finalizzati alla discussione e all'approfondimento di argomenti di particolare rilevanza e interesse dell'Autorità, con relatori di elevata professionalità e prestigio.

Al riguardo, tra gli eventi formativi più significativi si segnalano un'iniziativa, rivolta a tutto il personale, dal titolo *Dei sistemi direzionali in un'Autorità indipendente: dal sistema di pianificazione e controllo alla gestione dei collaboratori*, e un'altra, articolata in due sessioni, di cui una di taglio tecnico-specialistico rivolta agli specialisti della materia, e l'altra, estesa a tutto il personale, di carattere divulgativo su argomenti connessi con le nuove competenze affidate all'Autorità nell'ambito del servizio idrico.

Al fine di illustrare sia le principali innovazioni previste dalla regolazione dei mercati del gas e dell'elettricità in ambito europeo ed extra europeo, sia l'impatto sulla regolazione nazionale, l'Autorità ha organizzato diversi incontri formativi, a partecipazione facoltativa, che hanno visto un'ampia adesione del personale.

Nell'ambito delle politiche formative merita una speciale menzione l'organizzazione della Conferenza nazionale sulla regolazione dei servizi idrici, tenutasi a Milano il 3 dicembre 2012. L'iniziativa, che ha coinvolto – attraverso il procedimento delle audizioni pubbliche – i diversi attori del settore idrico, ha altresì rappresentato un'occasione di approfondimento degli orientamenti delineatisi dopo l'emanazione del decreto legge n. 201/11, il quale ha attribuito all'Autorità funzioni di regolazione e controllo dei servizi idrici, con l'approfondimento delle tematiche più attuali inerenti al servizio idrico nel nostro Paese: l'acqua come bene primario, lo stato delle infrastrutture, le criticità e gli investimenti.

Sempre in tema di formazione, nell'anno di riferimento l'Autorità ha approvato uno schema di Convenzione con la Scuola superiore della Pubblica Amministrazione volto a disciplinare, in attuazione della vigente normativa in materia, il rapporto di collaborazione in vista dello svolgimento delle future attività formative per il personale dell'Autorità medesima. Sulla base del predetto schema,

l'Autorità e la Scuola superiore della Pubblica Amministrazione hanno sottoscritto, nel dicembre 2012, la relativa convenzione.

Nel corso dell'anno 2012 è proseguito il confronto con le organizzazioni sindacali su varie tematiche, che ha portato alla stipula di diverse ipotesi di accordo, successivamente ratificate dal Collegio dell'Autorità; confronto che è spaziato dalla definizione dei criteri e delle *Linee guida* dei comandi/distacchi presso l'Autorità, all'adeguamento alle disposizioni di cui al decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, sul trattamento pensionistico integrativo del personale, alla messa a punto di istituti che rendono più flessibile la prestazione lavorativa dei dipendenti.

Sono state mantenute le iniziative – già in essere – di supporto ai dipendenti e relative famiglie, quali il contributo economico per gli asili nido e le scuole per l'infanzia, nonché l'attivazione, a seguito di gara pubblica, di una nuova convenzione con cassa sanitaria.

Coerentemente con l'obiettivo di rendere sempre più trasparente il proprio operato, l'Autorità ha continuato a pubblicare sul proprio sito internet, aggiornandoli, i dati relativi alle assenze del personale, agli incarichi formalmente assegnati a soggetti esterni (medici del lavoro, garante del Codice etico, Collegio dei revisori dei conti), alle consulenze attivate, agli emolumenti corrisposti al Presidente e agli altri componenti del Collegio dell'Autorità, ai *curricula vitae* e ai recapiti istituzionali dei dirigenti, agli emolumenti lordi annui (indicati nelle apposite tavole di cui ai paragrafi seguenti, riportando i dati retributivi delle diverse carriere e qualifiche dell'Autorità).

L'Autorità ha provveduto, infine, ad aggiornare la banca dati relativa ai permessi fruiti dai pubblici dipendenti in base alle legge 5 febbraio 1992, n. 104, a sostegno dei dipendenti con familiari con disabilità.

#### Compagine: analisi per età, qualifica e livelli retributivi

Nell'anno 2012, in coerenza con l'ampliamento del personale di ruolo disposto legislativamente in conseguenza delle nuove attribuzioni nel settore dei servizi idrici, è stata modificata, con delibera 178/2012/A, la pianta organica dell'Autorità, secondo quanto riportato nella tavola 7.2.

**TAV. 7.2**

Pianta organica  
del personale di ruolo  
dell'Autorità

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ	
	AL 31.12.2011	AL 31.12.2012
Dirigenti	15	20
Funzionari	76	103
Operativi	29	36
Esecutivi	-	1
<b>TOTALE</b>	<b>120</b>	<b>160</b>

Fonte: AEEG.

La dotazione organica dell'Autorità risulta, al 31 dicembre 2012 (Tav. 7.3), pari a 172 unità, delle quali 115 a tempo indeterminato e 57 a tempo determinato. A esse va aggiunto il personale, per un

totale di 22 risorse, reso disponibile mediante comandi e distacchi, tra l'altro, dalla Guardia di Finanza (nell'ambito di uno specifico Protocollo d'intesa) e da altre amministrazioni pubbliche.

**TAV. 7.3**

Composizione del personale  
al 31 dicembre 2012 per  
tipo di contratto e qualifica  
di inquadramento

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
Dirigenti	14	10	4
Funzionari	74	36	13
Operativi	27	11	3
Esecutivi	0	0	2
<b>TOTALE</b>	<b>115</b>	<b>57</b>	<b>22</b>

Fonte: AEEG.

Il personale dipendente ha un'età media di poco superiore ai 43 anni e possiede un elevato grado di qualificazione professionale. Tutti i dipendenti sono in possesso di un diploma di scuola

superiore e oltre l'80% è in possesso del diploma di laurea. Le retribuzioni lorde per carriera e grado sono riportate nella tavola 7.4.

**TAV. 7.4**

Retribuzione lorda per carriera  
e grado

Retribuzione con riferimento al livello  
base di ciascuna qualifica, in migliaia  
di euro

DIRIGENTI	FUNZIONARI	IMPIEGATI	ESECUTIVI
Direttore Generale 167,71	Primo Funzionario 87,64	Impiegato 51,80	-
Direttore Centrale 142,20	Funzionario I 71,90	Coadiutore 43,61	Commesso capo 39,68
Direttore 113,56	Funzionario II 56,03	Aggiunto 34,14	Commesso 30,09
Direttore aggiunto 101,13	Funzionario III 47,93	Applicato 30,63	-

Fonte: AEEG.

Va inoltre segnalato che nel corso del 2012 l'Autorità ha tempestivamente applicato le disposizioni del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 23 marzo 2012 che, all'art. 7, stabilisce che il trattamento economico annuale del Presidente

dell'Autorità è determinato, in relazione al trattamento economico annuale complessivo spettante per la carica al primo Presidente della Corte di cassazione nell'anno 2011, in 293.658,95 € e che il trattamento economico annuale dei componenti dell'Autorità



è determinato in misura inferiore del 10% del trattamento economico annuale complessivo del Presidente.

Inoltre, l'amministrazione, a seguito del decreto legge 6 luglio 2012, n. 95, convertito nella legge 7 agosto 2012, n. 135, recante *Disposizioni urgenti per la revisione della spesa pubblica con invarianza dei servizi ai cittadini nonché misure di rafforzamento patrimoniale delle imprese del settore bancario (c.d. spending review)*, ha tra l'altro ridotto a 7 € il valore dei buoni pasto distribuiti ai dipendenti, ha eliminato i buoni taxi e non applica più, neppure nei casi residuali precedentemente previsti, la monetizzazione delle ferie non godute e delle ex festività soppresse.

Ha rivestito notevole importanza per i dipendenti la sottoscrizione con INPS – ex gestione INPDAP – di un accordo relativo agli oneri di ricongiunzione connessi con il passaggio, ex lege, dei dipendenti dal sistema previdenziale INPS a quello INPDAP.

Infine, sempre nel 2012, l'amministrazione ha proceduto all'applicazione della sentenza della Corte costituzionale n. 223/2012, con la quale è stata dichiarata, tra l'altro, l'illegittimità costituzionale dell'art. 9, comma 2, del decreto legge n. 78/10, convertito, con modificazioni, nella legge 30 luglio 2010, n. 122, nella parte in cui dispone che, a decorrere dall'1 gennaio 2011 e fino al 31 dicembre 2013, i trattamenti economici complessivi dei singoli dipendenti, anche di qualifica dirigenziale, previsti dai rispettivi ordinamenti delle amministrazioni pubbliche inserite nel conto economico consolidato della Pubblica Amministrazione, come individuate dall'Istat, ai sensi dell'art. 1, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196, superiori a 90.000 € lordi annui, siano ridotti del 5% per la parte eccedente il predetto importo fino a 150.000 €, nonché del 10% per la parte eccedente 150.000 €.

---

## Gestione economico-finanziaria

---

La gestione finanziaria dell'Autorità è stata caratterizzata, anche per l'esercizio 2012, dall'utilizzo di un sistema contabile integrato (in cui una contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio si collega a una contabilità analitica di carattere economico-patrimoniale), che supporta la programmazione finanziaria e permette la gestione delle risorse assegnate ai centri di responsabilità (individuati in Dipartimenti, Direzioni e Uffici speciali di diretta collaborazione del Collegio). Tale sistema

contabile, adottato autonomamente dall'Autorità, appare peraltro in linea con le più recenti evoluzioni della contabilità pubblica.

La gestione contabile-amministrativa dell'Autorità pone come ormai consolidata base il processo di *budgeting*, iniziato già con l'esercizio 2005. L'esercizio finanziario trae origine da un bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto dell'esercizio (Tav. 7.5), che rappresenta le risultanze della gestione del relativo esercizio, coincidente con l'anno solare.

## TAV. 7.5

Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto

Millioni di euro e valori percentuali; esercizi finanziari

	2011	2012	VAR. %	COMP. %
<b>ENTRATE DELLA GESTIONE</b>	53,04	58,50	10,28	100,0
Contributo a carico dei soggetti regolati	51,56	57,11	10,75	97,6
Altre entrate	1,48	1,39	(6,14)	2,4
<b>SPESE DELLA GESTIONE</b>	(44,84)	(46,09)	2,74	100,0
Spese correnti	(44,38)	(45,63)	2,78	99,0
- Funzionamento degli organi istituzionali	2,07	1,70	(17,52)	3,7
- Personale in servizio	19,85	20,45	3,04	44,4
- Oneri previdenziali e assistenziali per personale e organi istituzionali	6,36	6,17	(2,99)	13,4
- Prestazioni di servizi rese da terzi	5,85	6,97	19,15	15,1
- Canoni di locazione	4,15	3,93	(5,32)	8,6
- Altre spese di funzionamento per acquisto di beni e servizi	6,10	6,20	1,64	13,4
- Rimborsi	0,00	0,21	-	0,4
Spese in conto capitale	(0,46)	(0,46)	0,00	1,0
Variazione dei residui attivi	(0,00)	(0,00)	0,00	-
Variazione dei residui passivi	0,98	1,01	3,06	-
<b>AVANZO DELLA GESTIONE</b>	9,18	13,43	46,30	-
Trasferimenti	(14,05)	(15,39)	9,54	100,0
- Trasferimenti ad altre Autorità ex legge n. 191/09	11,90	11,90	0,00	77,3
- Trasferimenti al Bilancio dello Stato	2,15	3,49	62,33	22,7
<b>AVANZO DELL'ESERCIZIO</b>	(4,87)	(1,97)	-	-

Fonte: AEEG.

Va preliminarmente segnalato come l'Autorità si sia attenuta alle disposizioni in materia di riduzioni di spesa poste a carico di determinate pubbliche amministrazioni e, in particolare, delle norme di cui al decreto legge n. 78/10, convertito nella legge n. 122/10, al decreto legge n. 95/12, convertito nella legge n. 135/12, e al decreto legge n. 201/11, convertito nella legge 22 dicembre 2011, n. 214. La somma di dette riduzioni è stata, nel corso dell'esercizio 2012, interamente versata al bilancio dello Stato, per complessivi 3,49 milioni di euro. L'applicazione di detta norma rappresenta per l'Autorità un severo vincolo, anche alla luce dei sempre maggiori e complessi compiti a essa affidati dal legislatore, non ultimi quelli in materia di regolazione e controllo dei servizi idrici.

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 e del gas naturale, che la legge istitutiva fissa nella misura massima dell'1 per mille dei ricavi.

In termini assoluti, il gettito derivante dal versamento del

contributo, raffrontato con l'esercizio precedente, ha subito un lieve incremento causato principalmente dalla modesta ripresa delle materie prime energetiche sui mercati internazionali avvenuta nel corso del 2011, anno che ha costituito la base di calcolo del contributo da versare. Tuttavia, anche per l'anno 2012 la misura del contributo dovuto dai soggetti regolati è stata mantenuta pari all'aliquota dello 0,3 per mille.

Per quanto riguarda le uscite, la principale voce è relativa 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 personale dipendente, per il periodo in riferimento, comprensive di retribuzioni, accantonamenti per il trattamento di fine rapporto, straordinari e costi di trasferta, risultano pari a 20,45 milioni di euro.

Le indennità, comprensive di rimborsi spese per missioni, percepite dai componenti del Collegio, che, come quelle degli organi di vertice di altre Autorità amministrative indipendenti, hanno carattere omnicomprensivo e sono parametriche, ai sensi dell'art. 23-ter del decreto legge n. 201/11 e del successivo



decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 marzo 2012, al trattamento economico del primo Presidente e dei giudici della Corte di cassazione, ammontano complessivamente a circa 1,70 milioni di euro.

Il ricorso a forme esterne di consulenza e collaborazione è stato effettuato esclusivamente all'interno dei vincoli di spesa previsti e a fronte di effettive e specifiche esigenze, quali per esempio quelle correlate ai controlli assegnati all'Autorità dalla legge 6 agosto 2008, n. 133 (c.d. *Robin Hood Tax*), in aggiunta ai controlli già previsti dalla legge istitutiva, cui non è stato possibile rispondere con l'utilizzo della 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, reingegnerizzazione dei sistemi informativi dell'Autorità).

Un deciso impatto sulla spesa corrente è rappresentato dall'attuazione di quanto disposto dall'art. 2, comma 241, della legge 23 dicembre 2009, n. 191, che prevede il c.d. "Fondo di solidarietà per le Autorità indipendenti". Si tratta di un contributo annuale, derivante da una parte delle entrate percepite da alcune Autorità amministrative indipendenti, versato a favore di altre Autorità amministrative indipendenti. Tale previsione normativa è stata prorogata fino al 2015 con la legge 24 dicembre 2012, n. 228, recante *Disposizioni per la formazione del Bilancio annuale e pluriennale dello Stato. Legge di stabilità 2013* (art. 1, comma 253).

Per l'esercizio 2012 l'onere a carico dell'Autorità è risultato pari a 11,9 milioni di euro.

Infine, si registra che le spese in conto capitale sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, mobili, impianti e materiale bibliografico.

---

**Autorità per l'energia elettrica e il gas**

Relazione annuale sullo stato dei servizi  
e sull'attività svolta

---

*Redazione*

Autorità per l'energia elettrica e il gas  
Direzione strategie e studi  
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano  
Tel. 02655651  
e-mail: [info@autorita.energia.it](mailto:info@autorita.energia.it)

Allea S.r.l.

---

*Impaginazione*

Pomilio Blumm S.r.l.

---

*Stampa*

Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato

---





€ 12,60



\*171410001720\*