

2.

Regolamentazione
nel settore
dell'energia
elettrica

Regolamentazione tariffaria

Nel corso del 2010 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha integrato e affinato la disciplina in materia di regolamentazione tariffaria, confermando sostanzialmente il quadro tariffario definito negli anni precedenti e perseguendo:

- la maggiore efficienza dei soggetti regolati e una migliore allocazione dei costi dei servizi secondo criteri di responsabilità;
- lo sviluppo mirato delle infrastrutture, anche attraverso la selezione degli investimenti incentivati.

Per conseguire tali obiettivi, l'Autorità ha definito i criteri e le procedure di selezione degli investimenti finalizzati alla modernizzazione delle reti di distribuzione, ha rafforzato i meccanismi di incentivazione previsti per le infrastrutture di trasmissione e ha avviato provvedimenti a sostegno della mobilità elettrica. Inoltre, principalmente al fine di garantire l'orientamento ai costi dei corrispettivi tariffari, l'Autorità ha modificato i corrispettivi per le connessioni temporanee e ha avviato provvedimenti per facilitare l'applicazione dei prezzi orari per i clienti domestici in maggior tutela.

In materia di separazione delle attività di rete dalle attività in concorrenza, l'Autorità ha avviato il procedimento per la defi-

nizione delle procedure di certificazione delle imprese che agiscono in qualità di gestore di un sistema di trasmissione/trasporto, ai sensi delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, nonché dei regolamenti (CE) 714/2009 e (CE) 715/2009. Inoltre, in ottemperanza alle decisioni del Consiglio di Stato, l'Autorità ha introdotto modifiche e integrazioni alla disciplina di *unbundling* per le imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas.

Nel corso del 2010 l'Autorità, in seguito alle importanti modifiche intervenute nel contesto normativo, ha avviato un procedimento in materia di riconoscimento degli oneri nucleari, anche al fine di integrare i criteri di efficienza economica per la Società Gestione Impianti Nucleari (Sogin). Nello stesso anno è proseguita l'attività di regolazione finalizzata alla determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, recuperando il ritardo accumulatosi negli anni precedenti a seguito dell'intenso contenzioso giudiziario.

Infine, l'Autorità ha disposto l'aggiornamento annuale delle tariffe elettriche a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e misura e ha provveduto alla determinazione e all'aggiornamento degli oneri connessi con il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili.

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

Con la delibera 11 giugno 2010, ARG/elt 87/10, l'Autorità, in attuazione delle disposizioni previste dalla delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08, finalizzate a promuovere l'entrata in esercizio di nuove infrastrutture di trasmissione strategiche per lo sviluppo della concorrenza, ha attivato un meccanismo di incentivo per il gestore della Rete di trasmissione nazionale (RTN). Tale meccanismo prevede che questi possa ottenere il riconoscimento della maggiorazione sulla remunerazione delle immobilizzazioni in corso (LIC) relative a specifici interventi di sviluppo della rete, a fronte dell'impegno a garantire l'entrata in esercizio di tali investimenti entro scadenze prestabilite. L'Autorità ha previsto che il meccanismo di incentivi si applichi a decorrere dal periodo di regolazione 2012-2015 e, solo in via sperimentale, al periodo 2008-2011. In particolare, sono stati previsti due schemi incentivanti complementari ad accesso facoltativo:

- un meccanismo di riconoscimento delle maggiori remunerazioni sulle LIC, basato sulla verifica del raggiungimento di obiettivi annuali di sviluppo proposti dall'impresa e approvati dall'Autorità;
- un meccanismo relativo a ogni singolo intervento, che riconosce premi/penalità in funzione dell'anticipo o del ritardo rispetto alla data obiettivo prevista per il completamento di ogni singolo progetto rientrante tra quelli di investimento approvati dall'impresa; qualora l'impresa incorra in penalità, è tenuta anche alla restituzione delle maggiori remunerazioni riconosciute sulle LIC.

Procedura di certificazione dei gestori di sistema di trasmissione/trasporto

Con la delibera 31 agosto 2010, ARG/com 133/10, l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di procedure di certificazione delle imprese che agiscono in qualità di gestore di un sistema di trasporto o di trasmissione, ai sensi delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE,

nonché dei regolamenti (CE) 714/2009 e (CE) 715/2009 (c.d. "Terzo pacchetto energia")¹.

Il legislatore comunitario, oltre a indicare il modello di riferimento per garantire una più efficace separazione delle attività, descrive con precisione gli adempimenti e le procedure che devono essere attuati dagli Stati membri e dalle Autorità nazionali di regolazione in modo da assicurare l'implementazione del nuovo quadro regolatorio in materia di *unbundling*. In particolare, il Terzo pacchetto energia prevede che, entro il 3 marzo 2012, ciascuna impresa proprietaria di un sistema di trasmissione elettrica e/o di trasporto gas, che agisca in qualità di gestore di detto sistema, debba essere certificata come tale dall'Autorità di regolazione; ciò secondo specifiche procedure e criteri, volti a garantire la conformità dell'impresa rispetto ai modelli di separazione proprietaria individuati dal legislatore comunitario e adottati dal legislatore nazionale.

Con il documento per la consultazione 22 novembre 2010, DCO 41/10, l'Autorità ha illustrato i presupposti dell'intervento regolatorio, le principali problematiche e i primi orientamenti relativamente alle modalità applicative della disciplina della procedura di certificazione.

In particolare, nelle more della legge nazionale di recepimento del Terzo pacchetto energia (vedi il Capitolo 1), tenendo presente i differenti modelli di separazione attualmente applicabili ai soggetti che svolgono in Italia l'attività di trasmissione dell'energia elettrica e di trasporto del gas naturale, sono stati posti in consultazione i primi orientamenti in relazione:

- alla procedura di certificazione del modello di separazione proprietaria, destinata a essere applicata agli operatori per cui sono già state espresse indicazioni di separazione proprietaria;
- alla procedura di certificazione del modello del gestore di rete indipendente, che prevede una regolazione molto più invasiva, per le rimanenti realtà;
- agli obblighi ricadenti sui soggetti proprietari di rete nel caso in cui la rete stessa sia gestita da un soggetto diverso dal proprietario già certificato secondo il modello della separazione proprietaria.

¹ Al fine di garantire la terzietà nella gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo della concorrenza nei mercati energetici, il Terzo pacchetto energia definisce un nuovo regime di *unbundling* che disciplina tre distinti modelli di separazione delle attività di trasmissione/trasporto dalle attività di generazione/produzione e fornitura: la separazione proprietaria, l'istituzione di un gestore del sistema di trasmissione/trasporto indipendente o l'istituzione di un gestore di sistemi indipendente. Per una illustrazione dettagliata delle caratteristiche del Terzo pacchetto energia si rinvia alla *Relazione Annuale 2010*, Capitolo 1, vol. 2.

Provvedimento di ottemperanza alle decisioni del Consiglio di Stato in materia di separazione amministrativa e contabile

Con la delibera 20 aprile 2010, ARG/com 57/10, l'Autorità ha ottemperato alle decisioni del Consiglio di Stato del 16 dicembre 2008, introducendo modifiche e integrazioni alla disciplina di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas contenuta nella delibera 18 gennaio 2007, n. 11/07 (*Testo integrato unbundling* – TIU). Le modifiche apportate in ossequio alle decisioni del Consiglio di Stato hanno riguardato principalmente i seguenti aspetti:

- la previsione di un limite temporale, non originariamente contemplato dal TIU, all'azione del gestore indipendente preposto alla separazione funzionale delle attività di rete nei settori elettrico e del gas;
- l'esclusione dell'attività di misura nei settori elettrico e del gas dagli obblighi di separazione funzionale;
- la previsione nell'organico del gestore indipendente, preposto alla separazione funzionale delle attività di rete del settore elettrico e del gas, possa essere incluso, oltre agli amministratori, solo personale con funzioni dirigenziali apicali;
- l'eliminazione dell'obbligo, posto a carico del gestore indipendente, di segnalare all'Autorità decisioni assunte nell'ambito dell'impresa verticalmente integrata, contrarie alla finalità della separazione funzionale.

La delibera ARG/com 57/10 ha altresì previsto, in osservanza delle direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE, la possibilità di costituire un gestore di sistema combinato che nel settore elettrico comprenda la trasmissione e la distribuzione, nel settore del gas comprenda il trasporto, la rigassificazione, lo stoccaggio e la distribuzione.

In aggiunta a quanto sopra, è stata infine modificata la disciplina dettata dalla delibera n. 11/07, al fine di recepire le sentenze del TAR Lombardia del 19 marzo 2009 che hanno annullato la delibera 23 settembre 2008, ARG/com 132/08; essa

definiva le Linee guida per la predisposizione del programma di adempimenti in materia di separazione funzionale da parte del gestore indipendente. Di conseguenza il programma di adempimenti predisposto dalle imprese non dovrà essere redatto secondo le Linee guida dettate dall'Autorità.

Iniziative a sostegno della mobilità elettrica

Nell'anno 2010, l'Autorità ha assunto alcune iniziative a sostegno dello sviluppo della mobilità elettrica, con riferimento sia alla ricarica "privata" dei veicoli, sia a quella "pubblica". Sul tema si rinvia anche al paragrafo "Regolamentazione delle infrastrutture" di questo Capitolo.

Con la delibera 19 aprile 2010, ARG/elt 56/10, l'Autorità ha introdotto la tariffa per la ricarica "privata" dei veicoli elettrici direttamente presso la propria abitazione, il garage o il parcheggio condominiale, eliminando i vincoli normativi che potevano ostacolare la predisposizione di eventuali punti di ricarica nei luoghi privati. In base alla precedente normativa, infatti, i consumatori domestici non potevano disporre di un duplice punto di fornitura elettrica nella stessa unità immobiliare²; con la modifica introdotta è invece possibile richiedere a un fornitore di energia elettrica più punti di fornitura, ognuno con un contatore, destinati espressamente all'alimentazione di veicoli elettrici. A tali eventuali ulteriori punti di ricarica, l'Autorità ha previsto che sia applicata la tariffa di trasporto già fissata per *altri usi*, indipendentemente dal fatto che il richiedente sia un cliente domestico o meno; mentre per quanto riguarda il prezzo di fornitura dell'energia elettrica, le modalità di formazione del prezzo dovranno essere il frutto della concorrenza sul mercato libero.

L'Autorità è successivamente intervenuta con la delibera 15 dicembre 2010, ARG/elt 242/10³, che ha previsto l'introduzione di nuove regole a sostegno dello sviluppo di infrastrutture di ricarica a pagamento dei veicoli elettrici, nonché semplificazioni e agevolazioni per la realizzazione di alcuni progetti sperimentali selezionati dall'Autorità. Il provvedimento introduce in particolare una nuova tariffa, in vigore dall'1 gennaio 2011, per i servizi di rete destinati alla ricarica pubblica dei vei-

² A meno dell'unica eccezione costituita dai punti di prelievo destinati all'alimentazione di pompe di calore.

³ Il provvedimento è stato il frutto di una procedura di consultazione (2 novembre 2010, DCO 37/10) cui hanno partecipato numerosi soggetti interessati, fra i quali associazioni ambientaliste, costruttori di apparati di gestione dei diversi tipi di sistemi di ricarica, imprese di vendita e distribuzione dell'energia elettrica, società di consulenza e di ingegneria.

coli elettrici e stabilisce regole semplificate per la sperimentazione degli stessi servizi; definisce inoltre criteri concorrenziali per la selezione di 6 progetti pilota per la ricarica pubblica. Per poter accedere alle agevolazioni, tali progetti dovranno sia soddisfare requisiti di efficienza ed efficacia ben definiti, sia assumere impegni precisi in merito alla pubblicizzazione e alla condivisione dei risultati ottenuti. Come accade per la ricarica privata, i prezzi dell'energia elettrica saranno frutto del confronto tra le diverse offerte in concorrenza sul mercato libero.

Con tale intervento l'Autorità ha di fatto esteso, anche a quest'ambito, l'approccio per "progetti pilota", già adottato in occasione della promozione delle *smart grids* (vedi oltre), trattandosi di due tematiche strettamente correlate rispetto all'obiettivo di modernizzare e rendere più flessibili e intelligenti le reti di distribuzione elettrica.

I sei progetti pilota verranno selezionati dall'Autorità sulla base di criteri che riguardano la loro rilevanza e completezza sotto il profilo tecnologico, la minor onerosità per il sistema elettrico, l'importanza delle informazioni che potranno essere rese disponibili al sistema elettrico e la minimizzazione degli oneri gestionali nei rapporti contrattuali dei vari soggetti attivi nell'ambito della sperimentazione. I progetti selezionati potranno godere di agevolazioni, pari al massimo a 728 €/anno per punto di ricarica, fino al dicembre 2015.

Infine, nell'ambito dell'audizione del 21 gennaio 2011, l'Autorità ha presentato alle Commissioni trasporti e attività produttive della Camera dei deputati una memoria⁴ sulle prospettive di sviluppo del settore; questa, oltre a delineare possibili scenari di sviluppo della mobilità elettrica nel breve e nel medio-lungo periodo, segnala all'attenzione del legislatore alcuni aspetti normativi non di diretta competenza dell'Autorità che, però, potrebbero avere un impatto decisivo sullo sviluppo della mobilità elettrica:

- l'esigenza, già colta dall'art. 7 del disegno di legge AC 3553, di definire un quadro legislativo per l'installazione dei punti di ricarica in contesti condominiali (c.d. "diritto al punto di ricarica"), dato che la sua assenza potrebbe comportare l'insorgenza di ostacoli nei regolamenti comunali o addirittura in ogni singola assemblea di condominio;

- l'esigenza di non aggravare il carico fiscale delle accise sull'energia elettrica, anche in presenza di un possibile sviluppo della mobilità di massa;
- l'esigenza di chiarire alcuni aspetti relativi alla duplicazione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica, necessaria per consentire la rivendita di tale energia nei punti vendita con infrastrutture di ricarica.

Incentivazione delle reti attive e delle smart grids

Con l'Allegato A alla delibera 29 dicembre 2007, n. 348/07, *Testo integrato trasmissione* (TIT), l'Autorità ha introdotto un sistema di incentivazione finalizzato a favorire lo sviluppo adeguato delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, in coerenza con gli obiettivi vincolanti dettati dall'Unione europea nell'ambito del Pacchetto clima e ambiente 20-20-20.

Tenuto conto dell'atteso e consistente sviluppo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili nei prossimi anni, si è prevista per le imprese di distribuzione la possibilità di accedere a una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito pari al 2% per 12 anni; ciò per promuovere l'introduzione di tecnologie innovative (*smart grids*) che possano integrare in modo intelligente il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi con la rete stessa (generatori, consumatori finali e punti misti), nonché allo scopo di assicurare la fornitura di energia elettrica in modo efficiente, sostenibile e sicuro. Ai sensi del comma 11.7 del TIT, l'Autorità ha quindi definito la procedura e i criteri di selezione degli investimenti relativi alle *smart grids*, prima con la delibera 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10, modificata e integrata dalla delibera 24 settembre 2010, ARG/elt 148/10, e successivamente con la delibera 2 novembre 2010, ARG/elt 191/10.

Coerentemente con quanto previsto dalla procedura, le imprese che hanno presentato istanza per l'ammissione al trattamento incentivante sono state valutate tramite relazioni tecniche indipendenti, redatte da esperti individuati dagli Uffici dell'Autorità. Tale relazione, contenente una valutazione dell'efficacia e della congruità del progetto proposto, è stata stilata sulla base sia dei requisiti previsti dalla delibera ARG/elt 39/10, sia delle Linee guida precedentemente individuate con la determinazione 27 ottobre 2010, n. 7/10. In particolare, i

⁴ *Indagine conoscitiva sullo sviluppo della mobilità elettrica*, memoria per le Commissioni riunite trasporti e attività produttive della Camera, presentata il 21 gennaio 2011.

progetti sono stati valutati tenendo conto del rapporto fra i benefici legati all'implementazione del progetto pilota⁵ e il costo degli investimenti in *smart grids*.

Partendo dalle risultanze delle relazioni tecniche indipendenti e da contestuali approfondimenti finalizzati all'armonizzazione delle valutazioni, con la delibera 8 febbraio 2011, ARG/elt 12/11, l'Autorità ha pubblicato una graduatoria delle istanze e ha ammesso al trattamento incentivante 8 progetti su 9, lasciando la possibilità alla società esclusa di riformulare il progetto per una successiva valutazione.

Aggiornamento annuale delle tariffe elettriche relative a trasmissione, distribuzione e misura

Con la delibera 10 dicembre, ARG/elt 228/10, l'Autorità ha disposto l'aggiornamento annuale delle tariffe elettriche a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e misura (servizi di trasmissione sulle reti in altissima tensione, distribuzione locale e misura). Le tariffe relative a tali servizi sono state 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 della sicurezza, della concorrenza e della qualità dei servizi.

Regolamentazione delle reti interne d'utenza

Coerentemente con le previsioni della delibera 17 novembre 2009, ARG/elt 175/09, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato sia all'individuazione delle reti interne di utenza che beneficiano di un trattamento regolatorio specifico (di cui alla legge 23 luglio 2009, n. 99) e dei loro gestori, sia alla successiva comunicazione al Ministero dello sviluppo economico dell'elenco di tali soggetti.

La legge n. 99/09 definisce infatti la rete interna d'utenza come una rete elettrica il cui assetto è conforme a una serie di

condizioni: che la rete sia esistente alla data di entrata in vigore della medesima legge, che connetta unità di consumo industriali, ovvero unità di consumo industriali e unità di produzione di energia elettrica funzionalmente essenziali al processo produttivo industriale, che sia territorialmente limitata, che non sia sottoposta all'obbligo di connessione di terzi, che sia collegata in uno o più punti di connessione a reti con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale non inferiore a 120 kV, che abbia un soggetto responsabile, il quale agisce come unico gestore della rete stessa.

Il sopraccitato obbligo di connessione di terzi è definito nell'ambito dei decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, inerenti la concessione per l'attività di distribuzione di energia elettrica alle imprese diverse da Enel Distribuzione, e si riferisce alle reti elettriche che, alla data del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, erano gestite da soggetti diversi dalle imprese distributrici e con le cui infrastrutture erano connessi soggetti diversi dal gestore delle medesime. Con la delibera 12 aprile 2010, ARG/elt 52/10, l'Autorità ha individuato:

- un primo elenco di reti elettriche per le quali prevedere l'inclusione nel novero delle reti interne d'utenza, in quanto conformi a tutte le condizioni di cui all'art. 33, comma 1, della legge n. 99/09;
- un secondo elenco di reti elettriche che rispetta tutte le condizioni di cui alla legge n. 99/09, necessarie per la classificazione come reti interne d'utenza, a eccezione del requisito inerente il mancato obbligo di connessione di terzi. L'Autorità ha ritenuto infatti opportuno evidenziare tali reti in quanto caratterizzate da situazioni sostanzialmente omogenee a quelle che contraddistinguono il primo elenco di reti;
- due ulteriori elenchi relativi a reti per le quali è risultata necessaria la richiesta di maggiori informazioni, ovvero è stata prevista l'esclusione dal novero delle reti interne d'utenza.

Con la medesima delibera l'Autorità ha inoltre previsto la valutazione di eventuali future richieste di inserimento nel novero delle reti interne d'utenza e la trasmissione dell'elenco di tali

⁵ I diversi benefici sono stati raggruppati nei seguenti quattro ambiti di valutazione: dimensione, grado di innovazione, fattibilità e replicabilità su larga scala del progetto dimostrativo.

reti, conseguentemente aggiornato, al Ministero dello sviluppo economico.

Successivamente, data la condivisione da parte del Ministero dello sviluppo economico della proposta dell'Autorità di ricomprendere nelle reti interne d'utenza le reti con obbligo di connessione di terzi (di cui al secondo elenco della delibera ARG/elt 52/10), con la delibera 6 maggio 2010, ARG/elt 66/10, l'Autorità, al fine di salvaguardare e non discriminare situazioni imprenditoriali ormai consolidate, ha incluso tra le reti interne d'utenza anche quelle appartenenti al secondo elenco.

Regolazione tariffaria delle connessioni temporanee con le reti di distribuzione di energia elettrica in media e in bassa tensione

Con la delibera 7 maggio 2010, ARG/elt 67/10, l'Autorità ha variato la regolamentazione delle connessioni temporanee in media e in bassa tensione (di cui all'allegato B alla delibera n. 348/07, *Testo integrato connessioni – TIC*) 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. In particolare, con la delibera sopra citata è stata prevista la regolamentazione:

- di impianti di distribuzione permanentemente localizzati in determinati siti e destinati a successive attivazioni di più connessioni temporanee da parte di differenti soggetti, in relazione alle quali prevedere contributi a forfait, già definiti dal TIC;
- di impianti di distribuzione destinati a connessioni temporanee per i quali è prevista la rimozione a opera del distributore, al termine del periodo di utilizzo della connessione stessa da parte del richiedente; in relazione a dette con-

nessioni sono programmati contributi a forfait, ovvero sulla base della spesa relativa in funzione delle caratteristiche fisiche degli impianti necessari alla realizzazione delle connessioni.

Inoltre, la delibera ARG/elt 67/10 ha previsto la predisposizione, da parte degli Uffici dell'Autorità, di un elenco di casistiche per le quali è possibile avviare all'installazione dei gruppi di misura, determinando a forfait i relativi consumi⁶.

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

Nel corso del 2010, è proseguita l'attività di regolazione finalizzata alla determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria (cioè le aliquote determinate *ex post* dall'Autorità), che garantiscono la copertura dei costi effettivamente sostenuti dalle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel. Per tali imprese, infatti, era stato accumulato un forte ritardo nella determinazione delle sopraccitate aliquote, in conseguenza del contenzioso giudiziario da parte delle imprese regolate, nonché delle conseguenti difficoltà istruttorie.

L'Autorità, coordinandosi con la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), ha effettuato e concluso istruttorie per 10 imprese elettriche minori, relativamente al periodo che va dall'anno 1999 all'anno 2009. L'esito di queste istruttorie ha consentito l'approvazione di 10 delibere. Con tali provvedimenti l'Autorità ha recuperato il ritardo accumulatosi, approvando le aliquote di integrazione tariffaria per tutte le imprese elettriche minori fino all'anno 2008, a eccezione di due imprese continentali e di una impresa insulare. Per tre imprese sono state altresì determinate le aliquote di integrazione tariffaria relative all'anno 2009.

⁶ L'Autorità ha inoltre ritenuto opportuno introdurre un periodo transitorio, fino al 31 dicembre 2012, durante il quale prevedere l'applicazione dei soli contributi in quota fissa di cui al TIC, in sostituzione dei contributi a forfait fissati successivamente a tale data, per le richieste di connessioni temporanee relative a spettacoli viaggianti, manifestazioni e feste patronali, popolari, politiche, religiose, sportive, teatrali, riprese cinematografiche, televisive e simili.

TAV. 2.1

Delibere di determinazione delle aliquote per ogni impresa elettrica minore negli anni 1999-2009

IMPRESA	ISOLA/E	DELIBERE ^(A) DI DETERMINAZIONE DELLE ALIQUOTE PER GLI ANNI INDICATI							
		1999-2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
D'Anna & Bonaccorsi	Ustica	91/10	91/10	91/10	91/10	91/10	91/10	3/11	3/11
Germano	Tremiti	15/09	73/09	15/09	15/09	15/09	98/09	91/10	3/11
I.C.EL.	Levanzo	15/09	73/09	15/09	15/09	15/09 ^(B)	95/09	84/10	3/11
SEA	Favignana	168/09	168/09	168/09	168/09	168/09	168/09	84/10	-(C)
SEL	Lipari	179/06	61/08	203/10	203/10	203/10	203/10	3/11	-
SELIS Lampedusa	Lampedusa	97/09 ^(B)	97/09 ^(B)	97/09 ^(B)	97/09 ^(B)	97/09 ^(B)	169/09 ^(B)	84/10 ^(B)	-
SELIS Linosa	Linosa	73/09 ^(B)	73/09 ^(B)	73/09 ^(B)	73/09 ^(B)	73/09 ^(B)	169/09 ^(B)	84/10 ^(B)	-
SELIS Marettimo	Marettimo	73/09	73/09	73/09	73/09	73/09	169/09	84/10 ^(B)	-
SEP	Ponza	15/09	73/09	15/09	15/09	15/09	47/09	71/10 ^(B)	-
SIE	Giglio	15/09	73/09	158/10	158/10	73/09	96/09	84/10 ^(B)	-
SIPPIC	Capri	145/04	134/10	134/10	4/11				-
SMEDE	Pantelleria	73/09 ^(B)	73/09 ^(B)	73/09 ^(B)	73/09 ^(B)	73/09 ^(B)	169/09 ^(B)	84/10 ^(B)	-

(A) Delibere ARG/elt.

(B) Modificata dalla delibera 28 settembre 2010, ARG/elt 157/10.

(C) In fase di approvazione.

Tariffa sociale elettrica

Dall'1 gennaio 2009, con validità retroattiva all'1 gennaio 2008, è attivo un meccanismo di tutela specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico o in gravi condizioni di salute, regolato nei suoi aspetti operativi dalla delibera 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, approvata dall'Autorità in coerenza con i criteri contenuti nel decreto interministeriale 28 dicembre 2007⁷, successivamente integrato dal decreto legge 29 novembre 2008, n. 185.

L'Autorità ha provveduto ad adeguare il valore della compensazione per l'anno 2011 contestualmente all'aggiornamento tariffario del dicembre 2010. Gli importi della compensazione sono riportati nella tavola 2.2.

Al 31 marzo 2011, le richieste di bonus che hanno superato tutti i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità da parte dei Comuni e delle imprese distributrici di energia elettrica, e sono ammesse all'agevolazione, sono oltre 2 milioni, compresi i rinnovi. Le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione sono oltre 1,5 milioni. Secondo le stime effettuate nei primi mesi del 2011, le compensazioni erogate per gli anni 2008, 2009 e 2010 hanno raggiunto complessivamente un valore pari a circa 233 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 A_s , pagata da tutti i clienti che non godono del bonus elettrico.

⁷ 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 adeguato applicando, al valore in vigore nell'anno precedente, la variazione percentuale della spesa media, registrata nei 4 trimestri antecedenti l'aggiornamento, del cliente domestico tipo, con tariffa D2 e consumo pari a 2.700 kWh/anno, servito in maggior tutela, al netto degli oneri fiscali.

TAV. 2.2

Ammontare del bonus elettrico

€/anno per punto di prelievo

	2008	2009	2010	2011
Per i clienti in stato di disagio economico				
Numerosità familiare 1-2 componenti	60	58	56	56
Numerosità familiare 3-4 componenti	78	75	72	72
Numerosità familiare oltre 4 componenti	135	130	124	124
Per i clienti in stato di disagio fisico	150	144	138	138

L'art. 4, comma 1-bis, lettera e), del decreto legge 9 ottobre 2008, n. 155, convertito con modificazioni dalla legge 4 dicembre 2008, n. 190, prevede l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti. Il decreto interdipartimentale 14 settembre 2009, n. 70341, del Ministero dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministero del lavoro, della salute e delle politiche sociali e con il Ministero dello sviluppo economico, ha stabilito l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti, da attuare tramite lo scambio di informazioni tra i sistemi informativi di gestione del bonus sociale (SGAte) e della Carta acquisti (SICA), demandando all'Autorità la definizione delle modalità operative per rendere possibile l'integrazione. L'Autorità le ha quindi indicate con la delibera 18 ottobre 2010, ARG/elt 175/10. Le prime erogazioni delle agevolazioni ai beneficiari della Carta acquisti sono attese per la seconda metà del 2011.

Con la delibera 9 dicembre 2009, VIS 141/09, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva finalizzata a verificare eventuali criticità nello stato di attuazione della disciplina del bonus sociale, da parte delle imprese distributrici e venditrici di energia elettrica. Tale istruttoria, prorogata con le delibere 20 aprile 2010, VIS 20/10, e 30 giugno 2010, VIS 48/10, è nella fase conclusiva. Essa, oltre a fornire indicazioni sulla sussistenza di eventuali violazioni da parte delle imprese distributrici e di vendita della normativa emanata dall'Autorità riguardo al bonus elettrico, è funzionale anche alle attività di monitoraggio assegnate all'Autorità dall'art. 5, comma 3, del decreto 28 dicembre 2007.

Regolamentazione delle cooperative elettriche

Con la delibera 26 luglio 2010, ARG/elt 113/10, è stato approvato il *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per la regolamentazione delle cooperative elettriche* (TICOOP), la cui

applicazione decorre dall'1 gennaio 2011. Le disposizioni di cui al comma 1.2 del TICOOP hanno introdotto, in generale, una distinzione tra cooperativa storica e nuova cooperativa:

- la cooperativa storica⁸ «è una cooperativa di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'art. 4, numero 8, della legge n. 1643/62, già esistente alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99»;
- la nuova cooperativa è un soggetto giuridico, diverso dalla cooperativa storica, organizzato in forma cooperativa, la cui finalità è quella di produrre energia elettrica prevalentemente destinata alla fornitura dei propri soci.

Nella definizione dei nuovi criteri di regolazione, l'Autorità ha previsto di inquadrare le cooperative in un contesto normativo organico e coordinato, nell'ambito del sistema elettrico nazionale, coerente con il processo di liberalizzazione del servizio. A tal fine ha tenuto conto di una serie di obiettivi, tra i quali:

- garantire il corretto funzionamento del servizio pubblico di distribuzione, prevedendo che la rete di una cooperativa sia gestita, nella sua totalità, con criteri e normative uniformi, mentre l'accesso al servizio sia garantito, in condizioni efficienti e non discriminatorie, agli utenti residenti nel territorio interessato dalla presenza delle reti della cooperativa;
- salvaguardare le specificità delle cooperative come auto-produttori con una propria rete di collegamento tra l'impianto di produzione e gli impianti di utilizzazione finale dell'energia, intercettando, nel contempo, la specificità di una pluralità di utenze che potenzialmente potrebbero essere alimentate per l'intero fabbisogno dall'energia scambiata con il sistema elettrico nazionale;

⁸ Le cooperative storiche sono state a loro volta classificate come "cooperative storiche concessionarie", "cooperative storiche non concessionarie" e "cooperative storiche senza rete".

- assimilare la cooperativa, relativamente al servizio di produzione e fornitura di energia elettrica, a un'azienda grossista che produce e/o compra energia elettrica per la fornitura ai propri soci, operando nel mercato per conto proprio o mediante un mandato senza rappresentanza salvaguardando i criteri di mutualità prevalente ai quali le cooperative si ispirano;
- definire i principi generali di regolazione delle cooperative elettriche che non dispongono di una propria rete e, in ogni caso, distinguendo le realtà esistenti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99 da quelle eventualmente costituite successivamente;
- definire i rapporti e le responsabilità dei diversi soggetti operanti nell'ambito del sistema elettrico nazionale.

Con la delibera 28 dicembre 2010, ARG/elt 246/10, l'Autorità ha modificato e integrato il TICOOP, al fine di rendere esplicite le sue modalità di applicazione in merito a problematiche quali i corrispettivi di energia reattiva e le perdite di rete nelle partite di energia elettrica relative alla fornitura o all'applicazione delle componenti tariffarie A e UC, nonché rispetto a eventuali accordi pregressi tra una cooperativa non concessionaria e l'impresa distributrice concessionaria, competente nel territorio.

Agevolazioni tariffarie per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nella provincia dell'Aquila e in altri comuni della regione Abruzzo il 6 aprile 2009

La delibera 8 febbraio 2011, ARG/com 11/11, ha modificato e integrato la delibera 1 dicembre 2009, ARG/com 185/09, con la quale l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del decreto 12 ottobre 2009. Quest'ultimo stabiliva la riduzione, per un triennio, dell'importo delle tariffe e degli oneri di sistema ai soggetti che, alla data del 5 aprile 2009, erano titolari di punti di prelievo localizzati nei comuni colpiti dal sisma e di cui all'art. 1, comma 2, della legge 24 giugno 2009, n. 77.

Tali modifiche sono state apportate in attuazione del decreto 24 gennaio 2011, n. 37, con il quale il commissario delegato per la ricostruzione ha esteso le agevolazioni fissate dal decreto 12 ottobre 2009:

- alle nuove connessioni in bassa tensione, con un limite massimo di 4,5 kW di potenza, di moduli abitativi di dure-

vole utilizzo e di alloggi di emergenza per permanenza temporanea, destinati ai soggetti titolari dei punti di prelievo di cui all'art. 1, comma 1, del medesimo decreto 12 ottobre 2009;

- alle nuove connessioni in bassa tensione, con un limite massimo di 30 kW di potenza, per utenze relative ai servizi generali di moduli abitativi di durevole utilizzo e di alloggi di emergenza per permanenza temporanea, organizzati in strutture di carattere condominiale e destinati ai soggetti titolari dei punti di prelievo di cui al precedente alinea.

La delibera ARG/com 11/11 ha inoltre ulteriormente specificato previsioni già deliberate a vantaggio di una più facile lettura del provvedimento. Le modifiche introdotte hanno, tra l'altro, il fine di:

- esplicitare che le agevolazioni disciplinate dalla delibera ARG/com 185/09 sono riconosciute a ciascun soggetto avente diritto in unità immobiliari agibili, per tanti quanti erano i punti di prelievo e/o di riconsegna nella titolarità del medesimo, attivi alla data del 5 aprile 2009 nei comuni colpiti dagli eventi sismici;
- riconoscere le agevolazioni anche alle utenze eventualmente mantenute attive in unità immobiliari inagibili, nei medesimi comuni;
- permettere ai soggetti aventi diritto, costretti a trasferirsi in una unità immobiliare diversa da quella originaria in seguito a inagibilità di quest'ultima, di usufruire delle agevolazioni nell'unità immobiliare in cui si sono trasferiti anche nel caso in cui il punto di prelievo/di riconsegna originario non risulti inattivo;
- semplificare le procedure di accesso alle agevolazioni per i soggetti assegnatari di moduli abitativi di durevole utilizzo e di alloggi di emergenza per permanenza temporanea.

Oneri generali connessi con le attività nucleari residue (A₂)

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 (oneri nucleari) svolte dalla Sogin, anche

in consorzio con enti pubblici o altre società, tenendo conto di criteri di efficienza economica.

Con la delibera 30 luglio 2008, ARG/elt 103/08, l'Autorità ha introdotto un'innovativa regolazione incentivante, finalizzata a creare le condizioni per il superamento dei ritardi nelle attività di smantellamento di centrali e impianti. Ai fini dell'applicazione dei criteri di efficienza economica, il primo periodo di regolazione ha una durata di 3 anni, ed è relativo al periodo 2008-2010. Con la medesima delibera sono state definite le disposizioni in materia di separazione contabile per la Sogin, al fine di garantire una corretta rendicontazione all'Autorità dei costi delle attività coperte dagli oneri nucleari (c.d. "commessa nucleare").

Con la delibera 17 marzo 2010, ARG/elt 29/10, l'Autorità ha quindi determinato a preventivo gli oneri nucleari per l'anno 2010, relativamente ai costi esterni delle attività commisurate e ai costi a utilità pluriennale. Con la delibera 11 giugno 2010, ARG/elt 86/10, l'Autorità ha altresì determinato a consuntivo gli oneri nucleari per il 2009 pari a 217,42 milioni di euro. Nel 2009 la Sogin ha raggiunto il 74% degli obiettivi fissati per il medesimo anno.

Nel corso del 2010 sono inoltre intervenute importanti modifiche nel contesto normativo di riferimento per la Sogin. In particolare, il decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31, prevede che la Sogin sia il soggetto responsabile della disattivazione degli impianti a fine vita, del mantenimento in sicurezza degli stessi, nonché della realizzazione e dell'esercizio del deposito nazionale e del parco tecnologico, comprendente anche il trattamento e lo smaltimento dei rifiuti radioattivi.

Con la delibera 19 luglio 2010, ARG/elt 109/10, l'Autorità ha pertanto avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di riconoscimento degli oneri nucleari al fine di:

- modificare e integrare i criteri di efficienza economica e le disposizioni per la separazione contabile, tenendo conto dei nuovi compiti e funzioni assegnati alla Sogin dal decreto legislativo n. 31/10, nonché dell'evoluzione delle attività di smantellamento e dell'esperienza nel primo periodo di regolazione;
- fissare i parametri per l'applicazione dei criteri di efficienza economica relativi al secondo periodo regolatorio.

Il procedimento avviato con la delibera ARG/elt 109/10 è tuttora pendente, in quanto è emersa la necessità che la Sogin

proceda con una revisione delle strategie e della pianificazione delle attività nel medio/lungo termine, al fine di accelerare il programma di *decommissioning*. Devono inoltre essere approfondite le modalità di gestione delle nuove attività attribuite alla Sogin dal decreto legislativo n. 31/10, al fine di garantire una corretta separazione delle suddette attività da quelle relative alla commessa nucleare.

Poiché tali revisioni/approfondimenti possono influenzare il contenuto dei provvedimenti previsti dalla delibera ARG/elt 109/10, nelle more dell'adozione dei sopraccitati provvedimenti, l'Autorità, con la delibera 28 dicembre 2010, ARG/elt 245/10, ha determinato a preventivo gli oneri nucleari per l'anno 2011, relativamente ai costi esterni delle attività commisurate e ai costi a utilità pluriennale; ciò applicando i criteri previsti nel primo periodo di regolazione, al fine di rimuovere ogni possibile incertezza per l'avanzamento delle attività di *decommissioning*.

Nel corso del 2010 l'aliquota media nazionale della componente tariffaria A_2 è stata ridotta rispetto ai valori dell'anno precedente. In particolare, l'aliquota è passata da un valore medio di 0,164 c€/kWh (primo trimestre 2010) a 0,130 c€/kWh (secondo, terzo e quarto trimestre 2010). Nel primo trimestre 2011, l'aliquota è stata ulteriormente ridotta a un valore medio pari a 0,086 c€/kWh.

Oneri generali per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili (A_3)

Nel corso del 2010 l'aumento progressivo del valore stimato del fabbisogno economico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (conto A_3) ha comportato la necessità di un continuo adeguamento in aumento dell'aliquota della componente tariffaria A_3 .

In particolare, nel corso dell'anno sono progressivamente aumentate le previsioni degli oneri non riconducibili al provvedimento CIP6, e soprattutto:

- gli oneri per il ritiro, da parte del Gestore del sistema elettrico (GSE), dei certificati verdi inventuti, che nel 2010 sono risultati pari a 934 milioni di euro, contro i 647 milioni sostenuti nell'anno precedente;
- gli oneri per l'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici, che nel 2010 sono risultati pari a 872

milioni di euro, contro i 303 milioni sostenuti nell'anno precedente.

Nel 2010 si è registrato anche un aumento significativo degli oneri relativi alla c.d. "tariffa omnicomprensiva": a consuntivo nel 2010 pari a circa 220 milioni di euro, contro i 112 milioni del 2009.

La diminuzione, rispetto all'anno precedente, degli oneri riconducibili al provvedimento CIP6 (soprattutto in relazione al riconoscimento degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE, pari a 225 milioni di euro contro i 434 milioni del 2009) non è stata sufficiente a compensare i suddetti aumenti.

Nel 2010, pertanto, gli oneri in capo al conto A_3 sono stati complessivamente pari a circa 4,2 miliardi di euro, contro i 3,5 miliardi del 2009.

La tavola 2.3 sintetizza gli oneri posti in capo al conto A_3 nel 2010 (dati di preconsuntivo), confrontati con quelli del 2009.

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, la crescita del peso degli oneri per l'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici.

Per quanto riguarda gli oneri riconducibili al provvedimento CIP6, si segnala che i decreti del Ministro dello sviluppo economico 2 agosto 2010 e 8 ottobre 2010 hanno definito le modalità per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6, limitatamente agli impianti di produzione alimentati da combustibili di processo o da residui, oppure da recuperi di energia, come pure agli impianti assimilati alimentati da combustibili fossili, secondo i meccanismi definiti dal decreto 2 dicembre 2009 (ai sensi dell'art. 30, comma 20, della legge n. 99/09). Nel corso del 2010 l'aliquota media nazionale della componente tariffaria A_3 è stata pertanto ripetutamente incrementata, passando da un valore pari a 1,189 €/kWh (IV trimestre 2009) a 1,636 €/kWh (IV trimestre 2010).

VOCI	2009		2010	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita di energia elettrica rinnovabile CIP6	821	23,2	783	18,7
Ritiro certificati verdi	647	18,3	934	22,3
Fotovoltaico	303	8,6	872	22,8
Ritiro dedicato	77	2,3	76	1,9
Tariffa omnicomprensiva	112	3,2	220	5,3
Funzionamento GSE	20	0,6	36	0,9
Scambio sul posto	13	0,4	39	0,9
Altro	5	0,1	-1 ^(A)	-0,01
TOTALE ENERGIE RINNOVABILI	1.998	56,5	2.959	70,7
Compravendita di energia elettrica assimilata CIP6	1.000	28,3	949	22,7
Oneri CO ₂ assimilate	450	12,8	225	5,4
Copertura certificati verdi assimilate	89	2,3	53	1,2
TOTALE ENERGIE ASSIMILATE	1.539	43,5	1.227	29,3
TOTALE ONERI A3 DI COMPETENZA	3.537	100,0	4.186	100,0

(A) La voce "altro" include alcune voci secondarie (quali corrispettivi di borsa oppure oneri finanziari del GSE).

Nel 2010 la somma di queste voci ha un valore positivo a favore dell'utente elettrico. Essa viene però riportata con segno negativo perchè la tavola illustra gli oneri a carico dell'utente elettrico.

Per il 2011 e per gli anni successivi sono previsti sia un aumento significativo degli oneri posti in capo al conto A_3 , soprattutto in relazione all'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per effetto di quanto stabilito dalla legge

13 agosto 2010, n. 129, sia un aumento considerevole degli oneri relativi al ritiro, da parte del GSE, dei certificati verdi invenduti, anche in relazione a quanto disciplinato dal recente decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (vedi il Capitolo 1).

TAV. 2.3

Oneri posti in capo al conto A_3

Milioni di euro e quote percentuali

Tariffa bioraria

Con la delibera 9 maggio 2008, ARG/elt 56/08, l'Autorità ha avviato una revisione delle condizioni economiche di vendita di energia elettrica per i clienti finali ammessi al servizio di maggior tutela, prevedendo per questi l'applicazione automatica e obbligatoria di prezzi differenziati per fasce orarie, oppure per raggruppamenti di tali fasce per mesi o per raggruppamenti di mesi.

In esito alla consultazione attivata con il documento per la consultazione 19 novembre 2009, DCO 36/09, con la delibera 25 febbraio 2010, ARG/elt 22/10, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di gradualità nell'applicazione dei corrispettivi differenziati per fascia oraria nel caso di utenti domestici serviti in maggior tutela, per il periodo compreso tra l'1 luglio 2010 e il 31 dicembre 2011.

Con il documento per la consultazione 19 novembre 2009, DCO 37/09, diffuso parallelamente al documento per la consultazione DCO 36/09, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti volti ad allentare i possibili vincoli di natura elettrica che potrebbero limitare l'utilizzo dei prezzi biorari obbligatori, introducendo misure rivolte all'utenza domestica con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 3 kW.

Le attività connesse con il documento per la consultazione DCO 37/09 sono confluite nel procedimento avviato con la delibera 31 gennaio 2011, ARG/elt 6/11, finalizzato all'adozione dei provvedimenti in materia, per il periodo di regolazione 2012-2015. In esito alle osservazioni ricevute alla pubblicazione del documento per la consultazione DCO 37/09, l'Autorità, il 16 marzo 2011, ha pubblicato il documento per la consultazione DCO 5/11, contenente i propri orientamenti rispetto all'ipotesi di rendere meno vincolanti gli attuali limiti della potenza elettrica disponibile per i clienti domestici. Gli obiettivi sono sia di favorire lo spostamento dei consumi nei momenti della giornata durante i quali l'energia elettrica

è più conveniente, nell'ambito del nuovo sistema di prezzi biorari, a beneficio di una minore spesa, sia di garantire pari opportunità per tutti i clienti domestici con una potenza impegnata di 3 kW nell'abitazione di residenza.

In particolare, l'Autorità ha proposto un aumento da 3 a 3,7 kW della potenza impegnata (pari a una potenza disponibile di 4,1 kW, tenendo conto della tolleranza del 10%), rendendo così possibile l'utilizzo di più apparecchi elettrici in contemporanea nei momenti in cui l'energia elettrica ha un prezzo più basso (dalle 19.00 alle 8.00 dei giorni feriali e tutto il sabato, la domenica e i festivi, nella c.d. "fascia F23").

Due le soluzioni proposte: la prima prevede che la maggior disponibilità di potenza venga riconosciuta solo nella fascia F23; la seconda prevede che la maggior disponibilità di potenza valga per tutta la giornata, indipendentemente dal fatto che sia feriale o festiva. In entrambe le ipotesi non è previsto alcun onere per i singoli consumatori che potranno continuare a beneficiare delle tariffe per i clienti domestici residenti, con potenza impegnata fino a 3 kW.

L'Autorità ha proposto che tutti i clienti interessati ricevano un'apposita comunicazione in merito alle nuove possibilità di prelievo di potenza e alla data dalla quale questa sarà resa disponibile. Inoltre, nel caso in cui siano necessari interventi di adeguamento (soprattutto in alcune situazioni di particolare vetustà delle colonne montanti degli impianti condominiali, comprese nelle reti di distribuzione), le imprese distributrici dovranno comunicare l'entità e i tempi di attuazione previsti, specificando che si tratta di interventi gratuiti. L'Autorità ritiene che un periodo di 2 anni sia sufficiente per la conclusione degli interventi di adeguamento attesi, con riferimento alle attività di riprogrammazione dei misuratori e agli eventuali interventi sulle colonne montanti.

I costi eventualmente sostenuti dalle società di distribuzione per interventi di adeguamento saranno remunerati attraverso gli ordinari meccanismi tariffari.

Regolamentazione non tariffaria

L'attività dell'Autorità in relazione ai mercati all'ingrosso è stata caratterizzata dall'adozione dei provvedimenti necessari per adempiere alla riforma del mercato elettrico, introdotta dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2, nonché dalla partecipazione al processo che ha condotto all'avvio del *market coupling* fra il Mercato del giorno prima (MGP) italiano e quello sloveno. Sulla scorta delle disposizioni della citata legge, sono stati altresì definiti sia i criteri di dettaglio per la determinazione dei corrispettivi da riconoscere agli impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, sia i criteri per la formulazione delle offerte sul mercato elettrico relative agli impianti essenziali in regime di reintegrazione dei costi.

Per quanto attiene, infine, al tema della remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica, l'Autorità, oltre ad aggiornare i parametri del meccanismo transitorio attualmente in vigore, ha modificato la metodologia di determinazione dell'ulteriore corrispettivo, di cui all'art. 36 dell'Allegato A alla delibera 27 marzo 2004, n. 48/04; parallelamente, ha ulteriormente affinato la propria proposta circa il meccanismo di remunerazione a regime, tenendo anche conto dell'organizzazione e degli esiti dei principali mercati della capacità già operativi.

Relativamente al mercato della vendita al dettaglio nel settore dell'energia elettrica, l'Autorità, in corso d'anno, è intervenuta in particolare sui regimi di tutela dei clienti finali definiti dalla legge 3 agosto 2007, n. 125 (servizio di maggior tutela e servizio di salvaguardia). Ha inoltre provveduto al completamento della disciplina del sistema di indennizzo e ad altri interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio. Infine, l'Autorità ha continuato a implementare l'attività di monitoraggio del mercato, anche attra-

verso la raccolta di alcuni dati e la pubblicazione di alcuni indicatori già previsti dalla regolazione.

Rispetto alla promozione della tutela dell'ambiente, nel corso dell'anno l'Autorità è intervenuta sia in materia di connessioni, per ovviare al crescente problema della prenotazione di capacità di rete in assenza di un'effettiva realizzazione degli impianti di produzione, sia in materia di dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti eolici. È inoltre intervenuta in merito alle connessioni e alla tariffazione incentivante, attuando il decreto ministeriale che riguarda gli impianti di produzione fotovoltaici entrati in esercizio dal 1° gennaio 2011. L'Autorità ha infine provveduto a fornire al Ministero dello sviluppo economico le proprie valutazioni di merito sul tema dell'aggiornamento del costo del combustibile, di cui al provvedimento CIP6.

Relativamente alla regolamentazione delle infrastrutture, nell'anno in corso i principali provvedimenti dell'Autorità hanno riguardato il completamento della Sistema informativo integrato (SII), gli incentivi all'aggregazione delle attività di misura e la promozione della mobilità elettrica.

Infine, in materia di regolamentazione della qualità del servizio, l'Autorità, oltre ad attuare a valle dell'attività di vigilanza prevista la regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione, ha proseguito i lavori per la definizione della regolazione individuale della continuità del servizio per le utenze in media tensione e in bassa tensione dotate di misuratori elettronici. L'Autorità ha altresì completato la regolazione della qualità del servizio di trasmissione con la valorizzazione economica dell'energia fornita mediante servizi di mitigazione delle interruzioni. Sono pure proseguite le attività per la regolazione della qualità della tensione sulle reti di distribuzione.

Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela ambientale

Import – Misure relative all'accesso alla rete di interconnessione con l'estero

Con la delibera 15 dicembre 2010, ARG/elt 241/10, l'Autorità ha approvato le regole per l'anno 2011 relative all'accesso alla rete di interconnessione con l'estero. Le regole sono state, come di consueto, predisposte da Terna e dagli altri gestori di rete dei Paesi interconnessi e consentono un ulteriore passo verso la creazione di un vero mercato elettrico regionale. Per il 2011, unitamente alle disposizioni, analoghe a quelle introdotte per il 2010, in merito alle riserve per le importazioni e all'utilizzo della rendita di congestione sono state introdotte alcune modifiche. In particolare, le regole approvate dalla delibera ARG/elt 241/10, in ottemperanza a quanto disposto dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 dicembre 2010, prevedono che la gestione delle aste per l'allocatione della capacità di trasporto disponibile venga trasferita, a decorrere da aprile 2011, a CASC (*Capacity Allocating Service Company*), società con sede in Lussemburgo, partecipata da tutti i gestori di rete direttamente coinvolti. L'utilizzo di una società esterna per la gestione delle allocazioni della capacità di trasporto consente di avere un'interfaccia commerciale unica per tutti gli operatori attivi sulle diverse frontiere, ed essendo CASC già operante nell'ambito della regione europea centroccidentale (Francia, Belgio, Olanda, Lussemburgo e Germania), facilita una più ampia armonizzazione delle regole di allocazione anche oltre i confini italiani (vedi anche il Capitolo 1).

Con riferimento alle allocazioni giornaliere sulla frontiera slovena, le regole di allocazione sono state modificate per tenere conto dell'avvio, a partire dal 1° gennaio 2011, del *market coupling* tra la borsa italiana e quella slovena per l'allocatione della capacità giornaliera tramite asta implicita.

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

Nel maggio 2009 erano stati avviati i lavori di implementazione del progetto di *market coupling* sulla frontiera Slovenia-Italia, tramite la costituzione di un gruppo di lavoro bilaterale Slovenia-Italia, presieduto dai delegati dei regolatori e composto dai delegati dei ministeri rilevanti, dei gestori di rete e dei gestori del mercato. Il gruppo di lavoro era incaricato di operare in parallelo su tutti gli aspetti del processo di implementazione del progetto e di informare costantemente gli organismi di riferimento dell'Iniziativa regionale della regione Centro-Sud (vedi il Capitolo 1) circa i progressi del predetto processo. Il 9 novembre 2009, i Ministri degli esteri di Italia e Slovenia hanno espresso supporto, per conto dei rispettivi Governi, all'obiettivo dell'integrazione dei mercati elettrici dei due Paesi, tramite la firma di una dichiarazione congiunta. Nel primo semestre del 2010, il gruppo di lavoro ha predisposto una *roadmap* per l'implementazione del progetto di *market coupling* sull'interconnessione Slovenia-Italia⁹. Le tappe della *roadmap* delineata sono state attuate come segue:

⁹ La *roadmap* concordata era caratterizzata dai seguenti elementi qualificanti:

- la firma di un *Memorandum of Understanding* da parte del Ministro italiano dello sviluppo economico e del Ministro sloveno dell'economia;
- l'approvazione da parte dei regolatori delle regole di accesso 2011;
- la firma di un accordo quadro e di un accordo pentalaterale da parte dei gestori di rete e del mercato, previa approvazione dei regolatori;
- la pubblicazione da parte dei gestori di rete e del mercato di un documento esplicativo del modello di *market coupling* sulla frontiera Slovenia-Italia e la presentazione del modello agli operatori della regione Centro-Sud, rappresentati dallo *Stakeholder Group*;
- l'avvio del *market coupling* sulla frontiera Slovenia-Italia entro e non oltre il 1° gennaio 2011.

- il 27 agosto 2010, il Ministro italiano dello sviluppo economico e il Ministro sloveno dell'economia, per conto dei rispettivi Governi, hanno firmato un *Memorandum of Understanding*;
- il 13 settembre 2010, con la delibera ARG/elt 143/10, l'Autorità ha approvato lo schema di accordo quadro, proposto dai gestori di rete e del mercato (il regolatore sloveno lo ha ratificato il 13 ottobre 2010) che a loro volta hanno quindi provveduto a sottoscriverlo ufficialmente;
- il 3 novembre 2010, i gestori di rete e del mercato hanno pubblicato sui rispettivi siti internet il documento *Market Coupling on the Italian-Slovenian Border 2011* e il 16 novembre 2010, nell'ambito della terza riunione dello *Stakeholder Group* della regione Centro-Sud, i regolatori e i gestori di rete e del mercato hanno presentato ufficialmente agli operatori il modello di *market coupling* sull'interconnessione Slovenia-Italia;
- il 15 dicembre 2010, con la delibera ARG/elt 241/10, l'Autorità ha approvato le regole di accesso 2011;
- il 16 dicembre 2010, con la delibera ARG/elt 243/10, l'Autorità ha approvato lo schema di accordo pentalaterale, trasmesso dai gestori di rete e di mercato (il regolatore sloveno ha ratificato lo stesso accordo il 15 dicembre 2010).

L'1 gennaio 2011 è quindi finalmente divenuto operativo il *coupling* fra l'MGP gestito dalla borsa elettrica italiana (Gestore del mercato elettrico – GME) e l'MGP gestito dalla borsa elettrica slovena (BSP) per l'assegnazione implicita dei diritti di transito giornalieri sull'interconnessione Slovenia-Italia.

L'integrazione fra i due mercati si basa sui seguenti principi e criteri:

- un meccanismo di *price coupling* realizzato tramite un approccio decentralizzato. Ogni borsa ha cioè la responsabilità di gestire il proprio MGP, tenendo conto: delle offerte di vendita e di acquisto presentate dai propri partecipanti al mercato; delle offerte di vendita e di acquisto in forma anonima presentate dai partecipanti al mercato dell'altra borsa; della configurazione della topologia di rete dell'Italia e della Slovenia, come definita dai gestori di rete; della capacità di trasmissione fra le zone interne alla propria rete, come definita dal rispettivo gestore di rete; della capacità di trasmissione disponibile fra Italia e Slovenia per l'MGP, come congiuntamente definita dai gestori di rete;
- le borse condividono fra loro tutte le informazioni rilevanti;
- sulla base di tali informazioni ogni borsa: usa lo stesso algoritmo di calcolo che tiene conto delle regole di accettazione delle offerte dell'MGP prima italiano e poi sloveno; calcola i risultati del proprio MGP e i risultati dell'MGP dell'altra borsa; definisce il programma orario di scambio sulla frontiera Slovenia-Italia, in base alla differenza fra il prezzo della "zona Slovenia" del modello di rete italiano, come calcolato dal GME, e il prezzo della "zona BSP" del modello di rete sloveno come calcolato dalla loro borsa elettrica;
- il calcolo della capacità di trasmissione disponibile fra la "zona Slovenia" del modello di rete italiano e la "zona BSP" del modello di rete sloveno, per l'assegnazione tramite il *coupling* dei due MGP è responsabilità congiunta dei gestori di rete.

Riforma del Mercato infragiornaliero dell'energia e del Mercato per il servizio di dispacciamento

L'1 gennaio 2010 ha preso avvio una riforma organica del mercato elettrico che si svilupperà per fasi, secondo i principi generali fissati dalla legge n. 2/09.

Le principali novità della riforma, la cui implementazione è rimessa ai decreti attuativi del Ministero dello sviluppo economico e ai provvedimenti dell'Autorità, consistono nell'istituzione di un nuovo Mercato infragiornaliero (MI) dell'energia elettrica in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA), nella riforma del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), nella nuova disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema e, in prospettiva, nel superamento del criterio dell'offerta marginale per la determinazione dei prezzi da riconoscere nell'MGP alle offerte accettate in vendita.

Nel 2010 è stata attuata una prima fase della riforma del mercato elettrico che prevede:

- la nascita di un MI dell'energia elettrica, articolato in molteplici sessioni, finalizzato a incrementare le opportunità di aggiustamento dei programmi di produzione e consumo prima della consegna;

- la riforma dell'architettura dell'MSD tramite: l'adozione di modelli di rete e algoritmi maggiormente efficienti ed efficaci per la selezione delle offerte sull'MSD; l'adozione di una nuova struttura dell'offerta che rifletta più fedelmente la struttura dei costi di esercizio degli impianti, in funzione dei differenti servizi resi a Terna (riserva secondaria o altri servizi); l'articolazione dell'MSD in molteplici sessioni per consentire ai produttori di adeguare le offerte degli impianti all'approssimarsi del tempo reale, a fronte di variazioni dei parametri tecnici, dei rischi e dei costi di esercizio;
- la riforma della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema, con l'introduzione di meccanismi volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un'equa remunerazione dei produttori.

Il 1° gennaio 2011 è stata avviata una seconda fase della riforma del mercato elettrico caratterizzata da:

- l'integrazione del MI con l'MSD, tramite il coordinamento delle sessioni in cui si articola il MI con le sottofasi e le sessioni in cui si articola l'MSD, al fine di ampliare ulteriormente le opportunità di aggiustamento dei programmi di produzione e consumo prima della consegna;
- il perfezionamento dell'architettura dell'MSD attraverso l'articolazione della fase di programmazione in diverse sottofasi per selezionare le offerte quanto più possibile in prossimità del tempo reale; ciò al fine di minimizzare gli errori di previsione e, conseguentemente, l'ammontare di risorse approvvigionate sull'MSD, per ridurre l'onere netto di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento;
- il perfezionamento dell'architettura dell'MSD attraverso l'introduzione di un corrispettivo di avviamento, così da riflettere ancora più fedelmente la struttura dei costi di esercizio degli impianti termoelettrici;
- l'affinamento della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema tramite la definizione di una metodologia dettagliata di calcolo dei costi variabili e dei costi fissi efficienti da riconoscere ai titolari dei suddetti impianti che richiedono l'ammissione al regime ordinario o al regime di reintegrazione dei costi.

Date alcune integrazioni e revisioni richieste a Terna, con la delibera 25 novembre 2010, ARG/elt 211/10, l'Autorità ha posi-

tivamente verificato la proposta di modifica del Codice di rete recante gli elementi indispensabili per avviare dall'1 gennaio 2011 la seconda fase di riforma dell'MSD. Per quanto attiene la disciplina degli impianti essenziali, si rinvia di seguito.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema – Criteri per la determinazione dei corrispettivi

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico rappresentano gli impianti tecnicamente e strutturalmente indispensabili alla risoluzione di congestioni di rete o al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico nazionale, per significativi periodi di tempo. La delibera 29 aprile 2009, ARG/elt 52/09, confermando in parte quanto già disposto dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111/06, prevedeva diversi regimi di remunerazione degli impianti essenziali:

- il regime di remunerazione standard applicabile alle unità ex art. 64 della delibera 9 giugno 2006, n. 111/06 (regime ordinario);
- il regime di reintegrazione dei costi;
- i regimi di remunerazione corrispondenti alle modalità alternative di assolvimento dell'obbligo, di cui all'art. 65-bis della suddetta delibera (regimi alternativi).

Con il documento 5 agosto 2009, DCO 29/09, l'Autorità aveva posto in consultazione i criteri per la determinazione dei corrispettivi da riconoscere agli impianti essenziali. Tenuto conto delle risposte ricevute a valle della pubblicazione del documento per la consultazione 26 maggio 2010, DCO 17/10, l'Autorità ha definito i propri orientamenti in materia di regolazione dei corrispettivi a favore degli impianti essenziali. Il documento per la consultazione DCO 17/10 è stato seguito dalla delibera 28 settembre 2010, ARG/elt 161/10, che, integrando e modificando l'Allegato A alla delibera n. 111/06, ha fissato i criteri di dettaglio e le norme procedurali per la determinazione dei corrispettivi da riconoscere agli impianti essenziali. Secondo quanto previsto dal suddetto Allegato, nella versione integrata e modificata dalla delibera ARG/elt 161/10, l'Autorità ha successivamente adottato le delibere 20 ottobre 2010, ARG/elt 180/10, e 30 novembre 2010, ARG/elt 222/10. Sino all'adozione della delibera ARG/elt 161/10, la quantificazione dei corrispettivi per gli impianti in regime di reintegrazio-

ne dei costi era stata effettuata con provvedimenti specifici e individuali da parte dell'Autorità, in considerazione dell'esiguo numero di unità ammesse al citato regime. Inoltre, sino all'entrata in vigore della menzionata delibera, non era pubblica la metodologia di calcolo del costo variabile rilevante, da applicare nel caso di unità essenziali in regime ordinario.

A causa dell'aumento del numero degli impianti di produzione essenziali, derivante dall'applicazione della delibera ARG/elt 52/09 – la quale, recependo le disposizioni della legge n. 2/09, aveva stabilito che possano essere essenziali anche raggruppamenti di impianti nella titolarità del medesimo operatore – l'Autorità ha ritenuto opportuno elaborare e rendere pubblici i criteri di dettaglio per la definizione dei corrispettivi da riconoscere alle unità essenziali in regime ordinario e in regime di reintegrazione dei costi; ciò con il preciso intento di conformarsi al principio, enunciato dalla suddetta legge, secondo cui la regolazione degli impianti essenziali deve essere fondata su meccanismi puntuali, volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un'equa remunerazione dei produttori.

In base a quanto emerso nel corso delle consultazioni DOC 29/09 e DOC 17/10, con la delibera ARG/elt 161/10 è stato deciso, tra l'altro di:

- standardizzare i criteri e le procedure di determinazione dei corrispettivi, con particolare riferimento alle configurazioni degli aggregati economico-patrimoniali riconosciuti e alle metodologie di calcolo sia delle singole voci del costo variabile riconosciuto (per esempio, costo unitario del combustibile), sia di alcune componenti delle voci del costo fisso riconosciuto (per esempio, tasso di remunerazione del capitale), continuando a distinguere gli oneri in costi fissi e costi variabili;
- prevedere, al fine di tenere conto delle eventuali peculiarità delle singole unità, alcune flessibilità rispetto agli standard, definendo procedure che, su istanza dell'utente del dispacciamento e previa verifica di elementi sufficienti e oggettivi forniti dallo stesso, permettano di apportare variazioni alle componenti del costo variabile riconosciuto relativo a una specifica unità;
- definire, per le unità di produzione ammesse alla reintegrazione dei costi, un criterio di determinazione della quota di ammortamento riconosciuta e del costo del capitale investi-

to riconosciuto che minimizzi l'impatto sull'evoluzione della remunerazione delle medesime unità, dovuto all'ammissione transitoria a un regime regolato di reintegrazione;

- consentire, su istanza dell'utente del dispacciamento, che l'unità di produzione possa essere ammessa dall'Autorità alla reintegrazione dei costi per un periodo pluriennale, previo parere di Terna circa la probabilità che l'impianto sia essenziale per il medesimo periodo;
- ammettere, nel caso delle unità in regime di reintegrazione dei costi, la possibilità di riconoscere agli utenti del dispacciamento acconti dei corrispettivi prima del termine del periodo cui i corrispettivi medesimi si riferiscono;
- continuare, nel caso di unità essenziali ammesse alla reintegrazione dei costi prima dell'anno 2010, ad applicare la metodologia adottata precedentemente all'entrata in vigore della delibera ARG/elt 161/10.

Con le delibere ARG/elt 180/10 e ARG/elt 222/10, l'Autorità ha proseguito nell'attività di definizione della regolazione in materia di corrispettivi a remunerazione degli impianti essenziali in regime ordinario e in regime di reintegrazione dei costi, con l'intento di completare il quadro regolatorio e di permettere così agli utenti del dispacciamento di individuare consapevolmente il regime più adatto per i propri impianti essenziali. Le citate delibere hanno in particolare stabilito:

- i valori per l'anno 2011 del rendimento standard, dello standard di emissione e della componente a copertura dei costi per gli additivi, per i prodotti chimici, per i catalizzatori, nonché per lo smaltimento di rifiuti e residui della combustione per ciascuna categoria tecnologia-combustibile, da utilizzare come parametri di verifica della congruità dei corrispondenti standard delle unità essenziali;
- obblighi più stringenti in tema di comunicazione dei dati di consumo dei combustibili previsti dalla delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, in modo da disporre di informazioni maggiormente dettagliate, dal punto di vista temporale, in merito al profilo di consumo delle unità pluricombustibile abilitate, creando così le condizioni per ampliare il novero di categorie tecnologia-combustibile per le quali è possibile fissare alcuni standard;
- i criteri per la valorizzazione di combustibili privi di quotazione di riferimento e per la determinazione delle componenti a

- copertura dei costi standard relativi alla logistica nazionale e internazionale per ciascun combustibile principale;
- gli importi delle componenti del costo variabile riconosciuto a copertura degli oneri di specifiche prestazioni richieste da Terna nell'MSD, dei costi per l'acquisto di energia elettrica nel mercato elettrico per esigenze di produzione e degli oneri per la manutenzione correlata alla quantità di energia elettrica prodotta;
 - i prezzi di sbilanciamento da utilizzare ai fini del calcolo della componente a copertura del costo di sbilanciamento all'interno del costo variabile riconosciuto, rilevante ai fini della formulazione delle offerte da parte dell'utente del dispacciamento;
 - la configurazione del costo variabile riconosciuto rilevante ai fini della determinazione dei corrispettivi e della formulazione delle offerte, nel caso l'unità essenziale fornisca il servizio di riserva secondaria¹⁰;
 - le condizioni alle quali è soggetta la facoltà riconosciuta agli utenti del dispacciamento di richiedere, in sede di presentazione dell'istanza per l'ottenimento dell'eventuale acconto o del corrispettivo definitivo, che siano modificati i valori standard di una o più determinanti dei costi variabili riconosciuti a unità ammesse al regime di reintegrazione dei costi;
 - per ciascuna unità essenziale, gli standard specifici del rendimento, dell'emissione e della componente a copertura dei costi per gli additivi, per i prodotti chimici, per i catalizzatori, per lo smaltimento di rifiuti e residui della combustione, nonché gli ulteriori parametri necessari per il calcolo del costo variabile riconosciuto.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema – Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

A fronte delle istanze presentate da AceaElectrabel Trading, Edipower, Enel ed E.On Energy Trading, con la delibera 28 dicembre 2010, ARG/elt 247/10, l'Autorità ha ammesso alla reintegrazione dei costi i seguenti impianti essenziali: Montemartini di AceaElectrabel Trading, San Filippo del Mela 150 kV e 220 kV di Edipower, Augusta, Bari, Porto Empedocle

e Sulcis di Enel, Trapani Turbogas di E.On Energy Trading. Inoltre, sulla base del parere espresso da Terna circa la pluriennalità della condizione di essenzialità, alcuni degli impianti sopra menzionati sono stati ammessi al regime di reintegrazione per un periodo pluriennale, invece che soltanto per l'anno 2011 (San Filippo del Mela 150 kV e Trapani Turbogas).

La decisione circa l'ammissione al regime di reintegrazione è stata fondata, da un lato, sull'elevato grado di improbabilità che i citati impianti siano in grado di assicurare un'adeguata remunerazione del capitale investito in assenza di reintegrazione, se obbligati a presentare offerte nei mercati dell'energia e nell'MSD a prezzi allineati esclusivamente ai costi variabili; dall'altro lato, sul maggior beneficio atteso per i consumatori in termini economici rispetto al caso di esclusione, anche parziale, degli stessi impianti dall'elenco degli impianti essenziali.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema – Criteri per la formulazione delle offerte sul mercato elettrico per gli impianti essenziali ammessi al regime di reintegrazione dei costi

Le delibere ARG/elt 222/10 e 1 febbraio 2011, ARG/elt 8/11, sono state incentrate soprattutto sul tema della formulazione delle offerte relative alle unità essenziali ammesse al regime di reintegrazione dei costi. Dette delibere sono state adottate con la duplice finalità di accentuare il grado di certezza della disciplina inerente i vincoli di offerta imposti alle citate unità, e di aumentare la flessibilità di offerta degli utenti del dispacciamento che dispongono delle medesime, in modo da consentire l'implementazione di strategie di contenimento degli oneri connessi con il numero di avviamenti e con gli sbilanciamenti. In relazione ai mercati dell'energia, sono state esplicitate le condizioni alle quali Terna può richiedere che, con riferimento a un dato impianto essenziale in regime di reintegrazione dei costi, siano presentate offerte di vendita o di acquisto per quantità diverse da quelle per cui lo stesso impianto risulti singolarmente essenziale per la sicurezza del sistema. Tutto ciò a patto, naturalmente, che la richiesta non ecceda quanto strettamente necessario a permettere la fattibilità tecnica del programma relativo alle quantità e ai periodi rilevanti per cui l'impianto sia considerato singolarmente essenziale. Inoltre, per le

¹⁰ La riserva secondaria di potenza è la capacità produttiva resa disponibile al gestore della rete e asservita alla regolazione secondaria di frequenza, vale a dire alla funzione automatica centralizzata che consente, a una zona di regolazione, di attivare la propria generazione per rispettare gli scambi di potenza con le zone di regolazione confinanti ai valori programmati.

quantità per cui non sia richiesta da Terna la presentazione di offerte, si ammette che l'utente del dispacciamento possa:

- formulare offerte di vendita nell'MGP anche a prezzi inferiori al costo variabile riconosciuto;
- non presentare offerte di vendita per un intero giorno nell'MGP, qualora Terna non richieda di formulare offerte per alcun periodo rilevante del giorno medesimo;
- presentare liberalmente offerte sul MI.

Per quanto concerne l'MSD, è stata introdotta la facoltà di presentare offerte di acquisto a un prezzo inferiore al costo variabile riconosciuto, a condizione che non superino il minimo tecnico di unità o di quantità corrispondenti a prove che l'utente del dispacciamento è tenuto a eseguire per obblighi normativi. Le flessibilità sopra descritte sono state associate a specifici vincoli rispetto al riconoscimento degli importi delle offerte, ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione; tali vincoli sono espressamente volti a preservare le dinamiche concorrenziali del mercato elettrico e l'interesse dei consumatori alla minimizzazione degli oneri connessi con gli impianti essenziali.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema – Regimi alternativi

Ai sensi del comma 3, dell'art. 65-*bis*, dell'Allegato A alla delibera n. 111/06, con la delibera 28 settembre 2010, ARG/elt 162/10, l'Autorità ha determinato e comunicato a ciascun utente del dispacciamento interessato i valori dei parametri che occorrono allo stesso per valutare l'opportunità di aderire ai regimi alternativi¹¹.

Avendo alcuni utenti del dispacciamento espresso l'intenzione di sottoscrivere il contratto dei regimi alternativi per quantità parziali, si è provveduto a rideterminare i valori di alcuni dei suddetti parametri mediante la delibera 25 novembre 2010, ARG/elt 210/10, alla luce dell'aggiornamento operato da Terna in merito ai raggruppamenti essenziali di impianti.

L'Autorità ha infine approvato le proposte contrattuali elaborate da Terna, prima che quest'ultima procedesse alla sotto-

scrizione del contratto con ciascun utente del dispacciamento interessato (delibera 21 dicembre 2010, ARG/elt 244/10).

Remunerazione della disponibilità di capacità di generazione – Meccanismo transitorio

Adottando la delibera ARG/elt 120/10, l'Autorità, oltre ad aggiornare i parametri del meccanismo transitorio di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica, ha avviato un procedimento finalizzato a modificare la metodologia di determinazione dell'ulteriore corrispettivo, di cui all'art. 36 dell'Allegato A alla delibera n. 48/04.

Questo corrispettivo è definito nella delibera n. 48/04 come remunerazione integrativa dei ricavi conseguiti dal singolo produttore nei mercati borsistici, qualora tali ricavi, su base annua, risultino inferiori a un livello di riferimento posto convenzionalmente pari ai ricavi che il medesimo produttore avrebbe ottenuto, a parità di produzione, nel regime amministrato antecedente all'avvio del sistema delle offerte. La finalità dell'ulteriore corrispettivo consiste, dunque, nel fornire un sostegno transitorio ai produttori che, a causa di prezzi di mercato particolarmente bassi, possano nel breve periodo manifestare problemi di equilibrio economico-finanziario, con conseguenti ripercussioni di inadeguatezza della capacità produttiva nel medio-lungo periodo.

Il documento per la consultazione 3 agosto 2010, DOC 28/10, ha però evidenziato che la configurazione originaria dell'ulteriore corrispettivo trascurava l'effetto sui ricavi effettivi, derivante dalla distribuzione territoriale della capacità di generazione di ciascun produttore. Di conseguenza, in presenza di significative differenze tra i prezzi delle diverse zone – come quelle che si sono effettivamente registrate nei mercati dell'energia e che erano difficilmente ipotizzabili al momento dell'avvio del sistema delle offerte – la metodologia originariamente applicata per il calcolo della remunerazione integrativa tendeva, *ceteris paribus*, a sovraremunerare (o a sottoremunerare) ingiustificatamente i produttori con un'alta incidenza, nell'ambito della capacità ammessa al meccanismo, della capacità localizzata in zone contraddistinte da prezzi dell'energia elevati (o contenuti).

¹¹ Ciascun utente del dispacciamento titolare di impianti (o raggruppamenti di impianti) di produzione essenziali ha la possibilità di assumere forme di impegno di offerta alternative rispetto a quelle tipiche del regime ordinario e del regime di reintegrazione dei costi. Qualora l'utente del dispacciamento opti per i regimi alternativi, è tenuto a sottoscrivere con Terna un contratto avente per oggetto quanto contenuto al comma 65-*bis*1 o, alternativamente, al comma 65-*bis*2 dell'Allegato A alla delibera n. 111/06.

Con la delibera 6 ottobre 2010, ARG/elt 166/10, è stata quindi modificata, per il triennio 2010-2012, la metodologia di determinazione dell'ulteriore corrispettivo nel senso delineato dal documento per la consultazione DOC 28/10; ciò tenendo altresì conto di quanto emerso nel corso della consultazione e, in particolare:

- della lettera con la quale il Ministero dello sviluppo economico ha espresso la sua volontà di accentuare il grado di salvaguardia nei confronti dei produttori con impianti localizzati prevalentemente in zone di mercato caratterizzate da rilevanti vincoli all'esportazione e da conseguenti eccessi di offerta, al fine di preservare – nelle more del necessario sviluppo della rete – la competizione nel medio-lungo termine;
- della richiesta di introdurre elementi rappresentativi dei margini economici degli operatori nel calcolo dell'ulteriore corrispettivo.

Remunerazione della disponibilità di capacità di generazione – Meccanismo a regime

Il dibattito sui fallimenti e le imperfezioni che impediscono al mercato elettrico di conseguire autonomamente l'obiettivo di adeguatezza del sistema elettrico, oltre che sulle sue potenziali soluzioni, è stato uno dei principali temi al centro delle riflessioni dei ricercatori e delle Autorità di regolazione del settore negli ultimi 10 anni. L'evoluzione di tale dibattito ha peraltro favorito una progressiva convergenza di tutte le parti sull'analisi delle cause sottostanti ai suddetti fallimenti e/o imperfezioni e delle loro potenziali conseguenze e sta altresì facilitando una graduale convergenza su quali siano i rimedi più efficienti ed efficaci che il politico e il regolatore possono assumere.

Con i documenti per la consultazione 23 aprile 2010, DCO 9/10, e 15 novembre 2010, DCO 38/10, l'Autorità ha portato a maturazione la propria riflessione sul tema, delineando i tratti salienti dell'architettura di un mercato della capacità produttiva da avviarsi nel 2011. In sede di consultazione, l'Autorità ha per prima cosa individuato le molteplici concause per cui il mercato elettrico non è in grado di perseguire autonomamente l'obiettivo di adeguatezza: l'esistenza di difetti informativi, la rigidità della domanda, l'assenza di stoccaggio e l'avversione al rischio degli operatori.

Poiché le informazioni sono incomplete e distribuite in modo asimmetrico fra gli attori del sistema elettrico, in assenza di interventi regolatori il mercato elettrico 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), sia in se stesso, sia in rapporto all'efficacia degli strumenti di comando e controllo di cui il "vecchio" monopolista regolato faceva uso per conseguire al suo interno il medesimo coordinamento.

Il fallimento del mercato elettrico nel suo ruolo di coordinatore delle scelte di investimento degli attori del sistema richiede che il regolatore intervenga per porvi rimedio con strumenti idonei a colmare i difetti informativi del mercato e a incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento degli attori del sistema elettrico. Il principale strumento che risponde ai citati requisiti consiste nell'istituzione di un mercato della capacità produttiva che, offrendo agli operatori segnali di prezzo e opportunità di copertura di lungo periodo, consenta loro di ridurre i rischi degli investimenti in capacità produttiva e di incrementare la contendibilità del mercato sullo stesso orizzonte temporale.

L'approccio proposto dall'Autorità prevede che Terna acquisti dai produttori opzioni su capacità produttiva reale (*physically-backed call option*) per quantitativi pari al fabbisogno di capacità del sistema in ciascun anno: ciò esclusivamente allo scopo di assicurare ai clienti finali una copertura contro il rischio di picchi di prezzo originati da inadeguatezza della capacità produttiva. Tali opzioni avrebbero un periodo di consegna triennale e un orizzonte di pianificazione di 4 o 7 anni: ossia sarebbero acquistate con 4 o 7 anni di anticipo rispetto all'inizio del periodo di consegna, onde consentire la partecipazione anche alla capacità produttiva in fase di progettazione e/o costruzione. La negoziazione di tali opzioni sarebbe effettuata sul mercato organizzato della capacità produttiva. Il prezzo di esercizio di tali opzioni sarebbe commisurato ai costi variabili di un nuovo impianto di punta (turbogas a ciclo aperto). Tali opzioni prevedrebbero infine il pagamento di un premio annuo determinato nel mercato della capacità a fronte dell'obbligo di restituzione degli eventuali differenziali positivi fra il prezzo di riferimento, ossia il prezzo di vendita dell'energia elettrica sui mercati a pronti (MGP, MI e MSD) e il prezzo di esercizio.

L'Autorità ha infine considerato i potenziali effetti distorsivi derivanti dalla concentrazione in capo a Terna di tre attività:

organizzazione e gestione del mercato della capacità, gestione delle congestioni e sviluppo della RTN, connessione di unità di produzione con la RTN.

Tale concentrazione indurrebbe infatti Terna ad adottare condotte opportunistiche. A titolo esemplificativo e non esaustivo, Terna potrebbe far fronte alle inefficienze sul lato della trasmissione con un approvvigionamento di capacità superiore a quanto socialmente desiderabile. Al fine di limitare simili rischi, la proposta dell'Autorità prevede di imporre a Terna un grado di trasparenza particolarmente accentuato obbligandola, fra l'altro, a:

- stimare i costi relativi al soddisfacimento del fabbisogno di capacità di una zona tramite l'approvvigionamento di capacità nella medesima zona rispetto alla risoluzione delle congestioni intrazonali e interzonali;
- esplicitare, in relazione alle congestioni di rete e alle con-

nessioni delle unità di produzione con la rete, le ipotesi che sono alla base dei piani di allocazione dei contratti di opzione;

- monitorare in modo continuativo lo stato di mantenimento in efficienza della capacità esistente e lo stato di avanzamento dei lavori della capacità da costruire.

Per incentivare Terna a produrre stime particolarmente accurate in tema di fabbisogno di capacità, si propone di introdurre un sistema di premi e penali regolato in funzione delle differenze tra le suddette stime e i consuntivi relativi al fabbisogno di capacità.

La validità dell'approccio proposto dall'Autorità è stata anche empiricamente suffragata dal funzionamento almeno quinquennale dei mercati della capacità di due mercati elettrici del Nordest degli Stati Uniti, in New England (US) e in Pennsylvania (PJM), che sono stati costruiti su principi simili¹².

Promozione della concorrenza nel mercato di vendita al dettaglio

Servizio di maggior tutela – Aggiornamento trimestrale del servizio di maggior tutela

Sulla base di quanto previsto dall'art. 7 del *Testo integrato della vendita* (TIV, delibera 27 giugno 2007, n. 156/07),

l'Autorità ha provveduto come di consueto ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per il servizio di maggior tutela:

- per il trimestre gennaio-marzo 2010, con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/elt 205/09;

¹² PJM e US hanno infatti organizzato appositi mercati della capacità nei quali il gestore della rete acquista dai produttori impegni di capacità con un orizzonte di pianificazione triennale e un periodo di consegna annuale. I due mercati si differenziano principalmente per il prodotto negoziato e per il meccanismo d'asta con cui è aggiudicato. Il prodotto negoziato nell'US è essenzialmente una *physically-backed call option* aggiudicata tramite una *multi-round descending-clock auction*, volta a soddisfare un fabbisogno di capacità fisso; il prodotto negoziato nel PJM è invece un ibrido (poiché il premio riconosciuto al produttore è nettato a priori di una media storica ponderata delle rendite percepite da un ipotetico impianto di punta) aggiudicato tramite una *sealed-bid uniform-price auction* per soddisfare un fabbisogno di capacità, variabile in funzione del prezzo della capacità.

- per il trimestre aprile-maggio 2010, con la delibera 26 marzo 2010, ARG/elt 41/10;
- per il trimestre giugno-settembre, con la delibera 25 giugno 2010, ARG/elt 94/10;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2010, con la delibera 28 settembre 2010, ARG/elt 152/10;
- per il trimestre gennaio-marzo 2011, con la delibera 14 dicembre 2010, ARG/elt 232/10.

Per un dettaglio sui valori di tali aggiornamenti si rinvia al Capitolo 2, vol. 1.

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 il più possibile allineati ai costi sostenuti, nell'anno solare di riferimento, dagli esercenti la maggior tutela, minimizzando in questo modo gli importi di perequazione. 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). La componente UC₁, che aveva la finalità di coprire gli squilibri di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato/servizio di maggior tutela fino al 31 dicembre 2007, è stata azzerata a partire dall'1 aprile 2010 con la delibera ARG/elt 41/10. Inoltre, con la delibera ARG/elt 232/10 l'Autorità ha disposto che la CCSE provveda alla chiusura del Conto alimentato dalla suddetta componente.

Le determinazioni degli importi di perequazione dei costi di approvvigionamento relativi all'anno 2009 sono state effettuate dalla CCSE nel corso dell'anno 2010, in coerenza con le scadenze previste dal TIV. Ai fini dell'aggiornamento del primo trimestre 2011, 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.

Servizio di maggior tutela – Applicazione della tariffa bioraria per i clienti domestici

A partire dall'1 luglio 2010 i corrispettivi PED applicati ai clienti finali domestici serviti in regime di maggior tutela, con misuratori tali da rilevare l'energia elettrica per le diverse fasce orarie, sono differenziati per le fasce orarie F1 e F23¹³.

L'applicazione dei prezzi biorari per tali clienti domestici avviene secondo lo strumento di gradualità previsto con la delibera ARG/elt 22/10. Tale strumento si sostanzia nell'applicazione obbligatoria di corrispettivi PED biorari transitori che, rispetto ai corrispettivi PED biorari a regime, non presentano la differenziazione per raggruppamenti di mesi e vengono determinati sulla base di un differenziale tra il prezzo nella fascia F1 e il prezzo nella fascia F23, indicato convenzionalmente come inferiore a quello a regime.

¹³ Le fasce orarie definite nel TIV sono le seguenti: F1 che comprende le ore dalle 8:00 alle 19:00 dei giorni dal lunedì al venerdì, esclusi i giorni festivi; F23 che comprende le ore incluse nelle fasce orarie F2 e F3, ovvero tutte le altre ore non comprese nella fascia F1.

Per il cliente finale viene però mantenuta la possibilità di optare comunque, su richiesta, per l'applicazione dei corrispettivi PED biorari, differenziati per le fasce orarie F1 e F23 ma non per raggruppamenti di mesi, e calcolati sulla base del differenziale atteso tra il prezzo di cessione praticato dall'Acquirente unico nella fascia oraria F1 e il medesimo prezzo nella fascia oraria F23.

Servizio di maggior tutela – Contratto tipo di cessione

Con la delibera 24 novembre 2010, ARG/elt 208/10, l'Autorità è intervenuta sul contratto di cessione dell'energia elettrica tra gli esercenti la maggior tutela e l'Acquirente unico, a seguito della segnalazione dello stesso circa determinati problemi applicativi della disciplina vigente, riscontrati durante l'esecuzione dei rapporti di compravendita di energia con gli esercenti.

In particolare, tali problematiche riguardavano la mancata sottoscrizione del documento contrattuale da parte di alcuni esercenti la maggior tutela e qualche difficoltà con taluni di essi a ottenere il versamento delle garanzie previste dal contratto di cessione. L'Autorità ha quindi provveduto a modificare il TIV, al fine di definire in modo certo le responsabilità delle parti in tema di contratto di cessione, precisando che le previsioni contenute in detto contratto da essa stessa approvato vincolano le parti, senza la necessità che sia sottoscritto alcun documento contrattuale. Nel medesimo provvedimento sono state accettate le modifiche al contratto di cessione dell'Acquirente unico, in tema di garanzie.

Servizio di maggior tutela – Meccanismo di compensazione

Con la delibera 4 novembre 2010, ARG/elt 192/10, l'Autorità ha quantificato gli importi relativi al meccanismo di compensazione¹⁴ previsto per gli esercenti la maggior tutela societariamente separati, ai sensi dell'art. 24 del TIV. Tale articolo aveva infatti stabilito che, per ciascuno di essi, fosse determinato un ammontare relativo ai costi da riconoscere, identificati sulla base dei dati di *unbundling* desumibili dai conti annuali separati, redatti in applicazione delle disposizioni di cui alla delibera n. 11/07, con riferimento al comparto relativo all'attività di vendita del servizio di maggior tutela.

Ai fini delle quantificazioni relative al meccanismo di compensazione, è stata effettuata l'analisi dei dati di *unbundling*, integrata da ulteriori informazioni richieste ai singoli operatori. Nonostante gli approfondimenti svolti, sono rimasti in alcuni casi elementi di incertezza sull'attendibilità e la correttezza dei dati forniti dagli operatori. L'Autorità ha pertanto previsto che fossero utilizzati criteri prudenziali di determinazione degli importi relativi al meccanismo di compensazione, sia per evitare possibili sovraremunerazioni per gli esercenti che non avevano fornito gli elementi necessari a chiarire le situazioni di incertezza, sia per garantire agli stessi la possibilità di fornire, entro tempi ragionevoli, tutti gli elementi utili a verificare l'attendibilità e la correttezza dei propri dati.

Di conseguenza, una volta scaduto il termine entro cui gli esercenti avrebbero dovuto rendere disponibile la documentazione necessaria per valutare l'attendibilità e la veridicità dei dati, nei fatti è stato possibile riconoscere il diritto a ricevere dalla CCSE un ammontare relativo al meccanismo di compensazione a tutti gli esercenti la maggior tutela societariamente separati, con l'eccezione di un solo soggetto.

Questo risultato è principalmente derivante dal fatto che le quantificazioni, effettuate con la delibera 28 dicembre 2007, n. 349/07, per l'anno 2008, per la remunerazione dell'attività di commercializzazione degli esercenti la maggior tutela societariamente separati, prevedevano anche una copertura degli oneri legati alla problematica degli inadempimenti dei clienti finali. Tale copertura è successivamente risultata inferiore rispetto all'ammontare poi effettivamente riconosciuto sulla base di una percentuale standard, definita tenendo conto delle svalutazioni effettuate dagli operatori, da applicare sul livello del fatturato. La CCSE ha provveduto così a erogare le somme dovute attraverso il Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione, alimentato dai versamenti effettuati dagli esercenti la maggior tutela, ai sensi dell'art. 9-*bis* del TIV. Detto Conto è utilizzato per la copertura degli oneri sostenuti da Terna, derivanti dall'applicazione della componente a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione (DISPBT), applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela.

Dal punto di vista dell'impatto sui clienti finali, occorre evidenziare che, con le delibere 19 dicembre 2008, ARG/elt

¹⁴ A fronte di un Prezzo unico nazionale e costi diversi degli esercenti, il meccanismo di compensazione assicura a ciascun operatore il proprio costo riconosciuto.

190/08, e 30 marzo 2009, ARG/elt 35/09, l'Autorità aveva già provveduto a stimare, sulla base dei dati di preconsuntivo relativi all'anno 2008, la necessità di un gettito derivante dal meccanismo di compensazione, e aveva altresì evidenziato un ammontare positivo da riconoscere agli esercenti relativamente al citato meccanismo. La quantificazione definitiva ha confermato una differenza positiva tra quanto raccolto dal Conto e gli importi relativi al meccanismo di compensazione. La delibera ARG/elt 232/10 ha quindi previsto di adeguare il livello della componente DISPBT al fine di restituire l'avanzo del citato Conto ai clienti finali aventi diritto al servizio di maggior tutela.

Servizio di salvaguardia – Nuove procedure concorsuali

Nel corso dell'anno 2010 si sono svolte le procedure di selezione degli esercenti la salvaguardia per il periodo successivo al 31 dicembre 2010¹⁵. In tale ambito, anche in base alla proposta dell'Autorità 12 ottobre 2010, PAS 24/10, il Ministro dello sviluppo economico con decreto ministeriale 23 novembre 2010 aveva stabilito alcuni cambiamenti di definizione delle procedure concorsuali, in particolare:

- l'estensione del periodo di erogazione del servizio di salva-

guardia, inizialmente previsto dall'1 gennaio 2011 al 31 dicembre 2012, sino al 31 dicembre 2013;

- l'adozione di un 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 definito dall'Autorità stessa.

L'Autorità ha implementato i sopracitati cambiamenti dei criteri di definizione delle procedure concorsuali con la delibera 22 ottobre 2010, ARG/elt 182/10, modificando la durata del periodo di erogazione del servizio di salvaguardia e istituendo il 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.

Di conseguenza, successivamente alla pubblicazione sul proprio sito internet del regolamento per le procedure, l'Acquirente unico ha effettuato la selezione dei soggetti per le 12 aree territoriali (definite dall'Autorità stessa con la delibera 6 settembre 2010, ARG/elt 139/10) per l'erogazione del servizio di salvaguardia, e ha pubblicato gli esiti della procedura di individuazione degli esercenti la salvaguardia per il periodo 1 gennaio 2011 – 31 dicembre 2013. (Tav. 2.4).

TAV. 2.4

Esercenti individuati per la salvaguardia dal 2011 al 2013

AREA TERRITORIALE	OPERATORE	PARAMETRO OMEGA(A)
Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria	Exergia	12,00
Lombardia	Hera Comm	12,89
Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia	Exergia	8,90
Emilia Romagna	Exergia	4,75
Toscana	Hera Comm	9,60
Umbria, Marche	Enel Energia	44,30
Sardegna	Enel Energia	41,70
Campania	Enel Energia	78,30
Lazio, Abruzzo	Hera Comm	17,24
Molise, Puglia	Hera Comm	17,36
Basilicata, Calabria	Enel Energia	70,50
Sicilia	Enel Energia	83,30

A) Il parametro omega è il valore, espresso in €/MWh, che gli esercenti la salvaguardia applicano ai clienti finali, in aggiunta al valore della media aritmetica mensile dei prezzi di borsa nelle ore appartenenti a ciascuna fascia oraria nel mese, a fronte del quale i partecipanti alle procedure concorsuali si impegnano a erogare il servizio di salvaguardia nell'area territoriale indicata. Il cliente finale, oltre a tale livello, paga altresì le componenti relative al servizio di trasporto, gli oneri generali e le componenti A, nonché la parte relativa agli oneri fiscali.

¹⁵ Per il periodo precedente a quella data si faccia riferimento alla *Relazione Annuale 2010*, Capitolo 2, vol. 2.

Completamento del sistema di indennizzo per gli inadempimenti contrattuali dei clienti finali

Nel corso del 2010 l'Autorità ha finalizzato l'analisi relativa agli inadempimenti contrattuali dei clienti finali, con riferimento ai casi nei quali il venditore non è più controparte del cliente finale inadempiente.

Con la delibera 3 agosto 2010, ARG/elt 123/10, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di disposizioni in materia di funzionamento del relativo sistema di indennizzo, previsto dalla delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09. Quest'ultima aveva infatti introdotto un sistema di indennizzo, volto a garantire il venditore uscente in caso di mancato incasso del credito relativo all'erogazione della fornitura degli ultimi mesi, definendone i criteri generali di funzionamento e rinviando a successivi provvedimenti l'attuazione dei suddetti criteri.

L'Autorità, con la delibera ARG/elt 123/10, ha quindi stabilito che l'Acquirente unico desse attuazione al sistema di indennizzi tramite uno schema preliminare di regolamento da pubblicare e sottoporre a consultazione, e ha modificato la disciplina del sistema di indennizzo al fine di migliorarne l'operatività. Con il documento per la consultazione 2 novembre 2010, DCO 36/10, l'Autorità ha prospettato le seguenti modifiche della disciplina:

- l'estensione dell'ambito di applicazione del sistema di indennizzo a tutti i clienti finali in bassa tensione;
- la modifica dei criteri di identificazione del credito ammesso al sistema di indennizzo e del relativo indennizzo;
- la facoltà per il venditore di revocare lo *switching* nel caso in cui il titolare del punto interessato dallo *switching* sia oggetto di richiesta di indennizzo relativamente al medesimo punto;
- il calcolo dell'indennizzo in modo tale da computare anche il credito dell'esercente la vendita uscente, relativo a eventuali importi dei corrispettivi CMOR¹⁶ non pagati dal cliente finale.

La delibera 30 novembre 2010, ARG/elt 219/10, oltre a individuare il gestore del sistema di indennizzo nell'Acquirente

unico, anche sulla base delle osservazioni pervenute dalla consultazione presso l'Acquirente unico dello schema preliminare di regolamento e del DCO 36/10, ha:

- modificato la disciplina del sistema di indennizzo prevedendo, tra l'altro, di estenderne l'applicazione al fine di ammettere anche il credito maturato nei confronti di qualunque cliente finale, con riferimento a un punto di prelievo connesso in bassa tensione;
- modificato il livello dell'indennizzo al fine di porlo uguale alla stima della spesa di 2 mesi di erogazione della fornitura;
- regolato le modalità con cui saranno compensati gli oneri sostenuti dai clienti finali per il versamento del corrispettivo CMOR, in caso di pagamento del credito in un momento successivo a quello in cui la componente era stata valorizzata;
- definito alcuni ulteriori flussi tra i diversi soggetti coinvolti.

In tale delibera è stato inoltre approvato il regolamento di disciplina del sistema di indennizzo, prevedendo che diventi operativo dall'1 gennaio 2012 fino all'entrata a regime del registro ufficiale del Sistema informativo integrato - SII, di cui alla legge n. 129/10. Per il periodo transitorio relativo all'anno 2011, è stata altresì approvata la disciplina semplificata di funzionamento del sistema di indennizzo.

Le specifiche tecniche del sistema di indennizzo sono state pubblicate dall'Acquirente unico nel mese di febbraio 2011, mentre la registrazione degli operatori al sistema informatico di supporto al sistema di indennizzo è stata effettuata nel mese di marzo 2011. Il sistema di indennizzo diventerà pertanto operativo con riferimento a richieste di indennizzo che pervengano presso il gestore di detto sistema, a partire dal mese di giugno 2011.

Altri interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio

Con il documento per la consultazione 6 maggio 2010, DCO 12/10, l'Autorità ha effettuato proposte in merito alla definizione di modalità operative atte a consentire la fatturazione ai

¹⁶ CMOR è un corrispettivo aggiuntivo della tariffa di distribuzione. Esso assume un valore pari al valore dell'indennizzo nel caso in cui il cliente finale sia il soggetto passivo del credito non pagato, e un valore pari a zero in tutti gli altri casi.

clienti in maggior tutela dotati di misuratori elettronici telegestiti da parte degli esercenti, con riferimento ai dati di consumo effettivi. In particolare, nel documento per la consultazione vengono analizzati sia l'utilizzo, in sede di fatturazione, di dati di misura stimati, sia le possibili criticità conseguenti la limitazione di tale utilizzo, proponendo soluzioni utili per minimizzarle, tenuto conto anche del potenziale impatto che alcune proposte potrebbero comportare per i venditori del mercato libero. Rispetto alla consultazione, le posizioni espresse dai soggetti interessati hanno fatto emergere l'esigenza di effettuare ulteriori approfondimenti, al fine di compiere una migliore valutazione degli effettivi costi e benefici della rimozione della possibilità di utilizzare, in sede di fatturazione, dati di misura stimati.

Con il documento per la consultazione 30 giugno 2010, DCO 19/10, l'Autorità ha proposto alcune modifiche rispetto all'attuale regolazione in tema di identificazione dei clienti finali che possono usufruire del servizio di maggior tutela, sia per permettere l'identificazione di tutti i clienti finali (serviti in maggior tutela e sul mercato libero), sia per garantire una corretta trasmissione e condivisione delle informazioni tra i diversi operatori. Rispetto alla consultazione, i soggetti interessati hanno condiviso la necessità di identificare, per ciascun cliente non domestico in bassa tensione, il tipo di servizio di tutela (maggior tutela/salvaguardia) cui il medesimo ha diritto in assenza di un venditore del mercato libero. Gli stessi operatori hanno tuttavia segnalato come la procedura proposta nel DCO 19/10 risulti eccessivamente onerosa, facendo emergere la necessità di approfondimenti atti a definire misure ulteriori, rispetto alle proposte del DCO 19/10, che vadano incontro all'esigenza di minimizzazione dell'onerosità circa le soluzioni proposte.

Monitoraggio del mercato al dettaglio

L'Autorità ha continuato a raccogliere e a pubblicare sul proprio sito internet i dati relativi all'evoluzione del servizio di maggior tutela, che gli esercenti la maggior tutela inviano mensilmente all'Acquirente unico ai fini del monitoraggio, ai sensi dell'art. 6-bis del TIV. I dati pubblicati, aggregati per trimestre e per zona geografica, riguardano l'evoluzione del 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 mag-

gior tutela) e gli eventuali rientri dal mercato libero al servizio di maggior tutela. Non sono annoverati i cambi di fornitore dei clienti tra operatori del mercato libero.

Inoltre, sono attualmente previsti obblighi in capo agli operatori circa le raccolte dei dati relative all'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti serviti in maggior tutela e di informazioni relative al fenomeno della morosità. Con riferimento al monitoraggio sull'applicazione dei prezzi biorari, l'art. 6-ter del TIV prevede che ogni esercente la maggior tutela comunichi trimestralmente all'Acquirente unico (con riferimento a ciascun mese del trimestre considerato) il corrispettivo PED applicato a ognuno dei clienti serviti, distinguendo tra punti di prelievo per i quali è applicato un corrispettivo differenziato per fasce e punti per i quali il corrispettivo applicato risulta monorario. Viene richiesta altresì la comunicazione dei clienti per i quali l'esercente la maggior tutela ha effettuato, prima dell'applicazione di corrispettivi PED differenziati per fasce, la comunicazione dei consumi diversificati per fascia e per mesi o per raggruppamenti di mesi.

Con riferimento, invece, alle informazioni relative al fenomeno della morosità, con la delibera 30 giugno 2010, ARG/elt 101/10, l'Autorità ha definito un set minimo di dati, inerenti l'andamento delle sospensioni, che gli esercenti la vendita con più di 50.000 clienti finali in bassa tensione sono tenuti a inviare all'Autorità, per il tramite dell'Acquirente unico. La delibera specifica che tali informazioni verranno successivamente integrate al fine di poter effettuare un'analisi completa ed esaustiva del fenomeno relativo alla morosità.

Infine, con il documento per la consultazione 29 aprile 2010, DCO 10/10, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per l'implementazione di un sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio, componendone altresì il quadro metodologico e organizzativo. In particolare, nel documento sono state definite le prime ipotesi di lavoro circa l'individuazione delle modalità di rilevazione dei dati e sono state evidenziate proposte in merito ai criteri per l'identificazione degli indicatori da monitorare, nonché della metodologia da adottare per la loro analisi. Inoltre, al fine di minimizzare l'onere degli operatori e di assicurare che la loro disponibilità alla messa a disposizione dei dati e delle informazioni sia costante, certa e sicura, l'Autorità ha proposto di avviare il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio gradualmente e per fasi, anche per poter considerare tutte le

rilevazioni già esistenti e selezionare un set minimo di dati in grado di dare una rappresentazione stabile del funzionamento del mercato. In particolare, in coerenza con le previsioni del documento DCO 10/10, successivamente alla consultazione è stata realizzata un'indagine conoscitiva volta a raccogliere

dati e informazioni per verificare e perfezionare le ipotesi in tema di indicatori proposti. L'obiettivo è quello di effettuare un'ulteriore consultazione tesa a identificare il set di dati minimo da rilevare, specificandone altresì le modalità e le tempistiche di raccolta.

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

Connessione degli impianti di produzione – Aggiornamento del Testo integrato delle connessioni attive

Con la delibera 4 agosto 2010, ARG/elt 125/10, l'Autorità ha aggiornato il *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA), introducendo nuovi elementi regolatori per:

- la definizione di interventi finalizzati a evitare l'occupazione della capacità di trasporto sulla rete nei casi in cui all'accettazione del preventivo non faccia seguito la concreta realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica;
- l'analisi più puntuale delle procedure che prima non trovavano regolazione nel TICA, in particolare il dettaglio procedurale relativo al coordinamento tra gestori di rete;
- la definizione e la razionalizzazione delle procedure che, pur non essendo direttamente correlate alla connessione tecnica di un impianto di produzione di energia elettrica con la rete, sono necessarie affinché la connessione possa essere attivata. In particolare, è stato introdotto un vero e proprio "pannello di controllo" unico, realizzato e gestito

da Terna nell'ambito del progetto per il sistema Gestione anagrafiche uniche degli impianti (GAUDI) di produzione di energia elettrica;

- la definizione di principi finalizzati a garantire uno sviluppo più razionale del sistema elettrico, per promuovere l'accesso alla rete degli impianti di produzione di energia elettrica realizzati e di futura realizzazione.

Gli interventi più rilevanti sono quelli finalizzati a evitare l'occupazione della capacità di trasporto sulla rete nei casi in cui all'accettazione del preventivo non faccia seguito la concreta realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica. Infatti, il fenomeno della prenotazione della capacità di rete in assenza dell'effettiva realizzazione degli impianti di produzione, più volte segnalato dall'Autorità negli ultimi anni, 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 "virtualmente".

Al riguardo, prima dell'approvazione della delibera ARG/elt 125/10, con il documento per la consultazione 25 maggio

2010, DCO 15/10, l'Autorità aveva proposto due linee di intervento tra loro alternative:

- la prima consiste nella previsione che il diritto alla prenotazione della capacità di trasporto sulle linee elettriche si venga a consolidare soltanto a seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione dell'impianto di produzione;
- la seconda consiste nella definizione di una garanzia (deposito cauzionale o fideiussione bancaria) da presentare al gestore di rete, in aggiunta al versamento dei corrispettivi per la richiesta del preventivo e per la realizzazione della connessione.

La prima proposta, affinché possa essere implementata in modo efficace, richiede un maggiore coinvolgimento dei gestori di rete durante il procedimento autorizzativo unico, affinché in tale sede siano i medesimi gestori di rete a farsi parte attiva nella definizione delle soluzioni tecniche per la connessione, anche presentando, in relazione allo stato di avanzamento delle diverse iniziative, possibili modifiche delle soluzioni inizialmente definite.

La seconda proposta, nel corso della consultazione dell'Autorità, è stata ritenuta preferibile dalla quasi totalità dei produttori e dei gestori di rete intervenuti, in quanto di più semplice e immediata applicazione, vista anche l'urgenza degli interventi prospettati.

L'Autorità, quindi, con la delibera ARG/elt 125/10, partendo dalla seconda proposta contenuta nel documento per la consultazione, ha definito un corrispettivo a garanzia della prenotazione della capacità di rete, correlato alla durata del periodo di prenotazione, da rendere disponibile al gestore di rete con cadenza annuale sotto forma di fideiussione bancaria o di deposito cauzionale.

Tuttavia, tali interventi sono stati recentemente vanificati con la sospensione delle relative parti della delibera ARG/elt 125/10, disposta dal TAR Lombardia in sede cautelare. A seguito della sospensione prevista dal TAR Lombardia, l'Autorità, con la delibera 2 febbraio 2011, ARG/elt 9/11, ha previsto di sospendere l'efficacia del corrispettivo a garanzia della prenotazione della capacità di rete, per tutti i soggetti che hanno presentato o presenteranno richiesta di connessione, nelle more dei giudizi pendenti dinanzi al TAR Lombardia.

Dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete da impianti eolici

Negli ultimi anni l'Autorità ha definito una serie di disposizioni finalizzate a ottimizzare l'utilizzo della rete elettrica, e quindi a ridurre i costi complessivi di dispacciamento, favorendo l'incremento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili e garantendo la sicurezza della rete. Per quanto riguarda gli impianti eolici, con la delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 98/08, l'Autorità aveva previsto che gli impianti non ancora in esercizio e per i quali non era ancora stata accettata la soluzione tecnica minima di dettaglio, dovessero essere in grado di fornire servizi di rete tra cui: la regolazione della potenza attiva e reattiva, l'insensibilità agli abbassamenti di tensione e la riduzione di potenza.

Per gli altri impianti eolici, con la delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10, sono state definite procedure per la remunerazione dei costi sostenuti dai produttori, in caso di adeguamento volontario degli impianti per la fornitura di uno o più servizi di rete. In particolare, con la delibera 22 novembre 2010, ARG/elt 207/10, l'Autorità ha dato mandato a Terna di definire le procedure per l'individuazione delle unità, con un limite di spesa pari a 25 milioni di euro. La spesa effettiva per il 5% viene posta a riduzione dai premi spettanti a Terna, qualora presenti, per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento; la restante parte è a carico dei clienti finali, tramite i corrispettivi di dispacciamento. Inoltre, la delibera ARG/elt 5/10 ha introdotto nuovi strumenti incentivanti in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti (cioè di potenza superiore o uguale a 10 MVA) alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Ciò al fine di promuovere il miglioramento delle previsioni delle immissioni di energia elettrica da parte dei produttori, riducendo di conseguenza i costi di sistema.

Con riferimento invece alle unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, con la delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 4/10, l'Autorità ha dato mandato al GSE di effettuare previsioni aggregate per ogni zona di mercato, acquisendo via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione. Per tali unità di produzione, quindi, l'onere della previsione non ricade sui produttori poiché, nell'attuale assetto del sistema elettrico, questo è il massimo beneficio che si possa ottenere ai fini di una migliore gestione del dispacciamento.

Attualmente, a causa della saturazione reale delle reti in alcune zone d'Italia (soprattutto al Centro-Sud), alcuni impianti eolici subiscono riduzioni della produzione, imposte da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico. Al fine di salvaguardare gli investimenti effettuati nel settore delle fonti rinnovabili, l'Autorità fin dal 2007 aveva deciso di remunerare la mancata produzione eolica. Dal 2010, sempre con la delibera ARG/elt 5/10, sono state definite nuove modalità di remunerazione basate sulle stime elaborate da un soggetto terzo, il GSE, sulla base dei dati effettivi di vento, misurati in sito, durante le ore nelle quali viene richiesta la riduzione di produzione e utilizzando un modello che simula il funzionamento degli stessi impianti di produzione eolica. La nuova formula per il calcolo della mancata produzione eolica include un indice di affidabilità dell'utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna, senza che ciò comporti la possibilità di non onorarli. Infine, la formula per il calcolo della mancata produzione eolica include anche una franchigia, pari a 80 ore equivalenti l'anno, da applicarsi quando le unità di produzione eolica non risultino adeguate per l'erogazione dei servizi di rete richiesti, fatte salve le esenzioni concesse da Terna nei casi in cui non siano possibili gli adeguamenti. La mancata produzione eolica viene remunerata al prezzo zonale orario erogato da Terna nell'ambito del contratto di dispacciamento.

CIP6 – Aggiornamento del Costo evitato di combustibile (CEC)

L'art. 30, comma 15, della legge n. 99/09, ha previsto che a decorrere dall'anno 2009, con decreto del Ministero dello sviluppo economico su proposta dell'Autorità, viene aggiornato trimestralmente il valore della componente del Costo evitato di combustibile (CEC), di cui al provvedimento CIP6, da riconoscere in acconto ai produttori che accedono al provvedimento CIP6 fino alla fissazione del valore annuale di conguaglio. Ai sensi della legge n. 99/09, l'Autorità deve pertanto presentare una proposta al Ministro dello sviluppo economico per la definizione delle modalità di aggiornamento del CEC, utilizzando il prezzo medio del combustibile convenzionale che risulti coerente con la struttura dei costi del mercato del gas naturale; ciò sulla base di quanto già previsto con le delibere 21 ottobre 2008, ARG/elt 154/08, e 15 novembre 2006, n. 249/06, e modificando il valore del consumo specifico inizialmente defi-

nito dal provvedimento CIP6, al fine di tenere conto dell'evoluzione dell'efficienza di conversione.

Con la segnalazione 29 aprile 2010, PAS 8/10, l'Autorità ha formulato, ai sensi della legge n. 99/09, una proposta al Ministro dello sviluppo economico in merito ai valori a conguaglio del CEC per l'anno 2009; il Ministro ha recepito la proposta dell'Autorità con il decreto ministeriale 12 luglio 2010.

Inoltre l'Autorità, con la segnalazione 29 aprile 2010, PAS 9/10, ha formulato al Ministro dello sviluppo economico una proposta sui valori in acconto e a conguaglio del CEC per l'anno 2010 e sui meccanismi di calcolo dei valori a conguaglio del CEC, a decorrere dall'anno 2010. Al momento, il Ministro dello sviluppo economico ha unicamente quantificato i valori di acconto del CEC per il primo trimestre 2011, ponendoli pari a quelli di conguaglio dell'anno precedente.

Incentivazione degli impianti fotovoltaici

Il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con decreto 6 agosto 2010 ha introdotto il meccanismo incentivante per gli impianti di produzione fotovoltaici che entrano in esercizio dall'1 gennaio 2011. In particolare, all'art. 15 il decreto ministeriale prevede che l'Autorità provveda:

- a stabilire le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti;
- a stabilire le modalità per la verifica del rispetto delle disposizioni del decreto;
- ad aggiornare e a integrare i propri provvedimenti in materia di connessioni, con particolare riguardo all'applicazione degli indennizzi previsti dall'art. 2, comma 12, lettera g), della legge 14 novembre 1985, n. 481, per i casi nei quali il mancato rispetto dei tempi per la connessione da parte del gestore di rete comporti la perdita del diritto a una determinata tariffa incentivante;
- a determinare le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la gestione delle attività previste dal decreto, trovino copertura nella componente tariffaria A₃;
- a determinare le modalità per l'attuazione dell'incremento della tariffa incentivante per i sistemi con profilo di scambio prevedibile, stabilendo in particolare le condizioni e le

modalità con cui il gestore di rete provvede a trasmettere, al soggetto che ha diritto alle tariffe incentivanti, i dati orari necessari alle verifiche.

Con la delibera 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10, l'Autorità ha quindi provveduto a stabilire le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la verifica del rispetto delle disposizioni del decreto.

Relativamente all'aggiornamento e all'integrazione dei propri provvedimenti in materia di connessioni, con particolare riguardo all'applicazione degli indennizzi e delle modalità per l'attuazione dell'incremento della tariffa incentivante per i sistemi con profilo di scambio prevedibile, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 20 ottobre 2010, DCO 34/10. Tramite questo, l'Autorità ha sottoposto all'attenzione dei soggetti interessati i propri orientamenti in relazione agli indennizzi. Nel medesimo documento ha inoltre rilevato che i sistemi con profilo di scambio prevedibile presentano profili che rendono impossibile una ragionevole applicazione delle proposte avanzate in materia di indennizzi, e ha conseguentemente comunicato, al Ministro dello sviluppo economico e al Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, la necessità di una revisione della materia o della cancellazione del profilo stesso di scambio prevedibile.

A seguito del processo di consultazione, con la delibera 3 dicembre 2010, ARG/elt 225/10, l'Autorità ha integrato la delibera ARG/elt 181/10, stabilendo le modalità di calcolo degli indennizzi, aggiuntivi rispetto a quelli previsti dal TICA, che il gestore di rete deve erogare al soggetto responsabile. In particolare l'indennizzo, qualora i giorni lavorativi di ritardo imputabili al gestore di rete siano al più pari a 25, è una maggiorazione dell'indennizzo automatico che il gestore di rete è tenuto a corrispondere ai sensi del TICA; mentre, qualora i giorni lavorativi di ritardo imputabili al gestore di rete siano superiori a 25, è proporzionale tra l'altro alla differenza tra il valore unitario dell'incentivo che si sarebbe ottenuto e il valore unitario dell'incentivo realmente ottenuto.

Meccanismo di controllo della vendita ai clienti finali di energia elettrica da fonti rinnovabili

Con il documento per la consultazione 27 luglio 2009, DCO 26/09, l'Autorità ha indicato alcuni orientamenti finalizzati a definire le condizioni per il controllo della vendita ai clienti finali di energia elettrica da fonti rinnovabili, al fine di individuare i meccanismi di mercato più adatti a promuovere la trasparenza e la concorrenza.

A seguito dell'emanazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico 31 luglio 2009, con il documento per la consultazione 14 luglio 2010, DCO 23/10, l'Autorità ha proposto la definizione di strumenti per il controllo delle offerte di vendita di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Tali strumenti sono finalizzati a garantire che la medesima generazione di energia elettrica non venga inclusa in più offerte di vendita e a promuovere la trasparenza e l'addizionalità di un'offerta di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili rispetto alle altre offerte commerciali che includono energia prodotta da fonti rinnovabili, i cui incentivi ai costi siano già sostenuti, direttamente o indirettamente, dai clienti finali.

Testo unico ricognitivo della produzione elettrica

L'Autorità ha aggiornato il *Testo unico ricognitivo della produzione elettrica*, raccogliendo in un unico 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 è quello di soddisfare le esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo, più volte rappresentate dai numerosi soggetti interessati all'attività di produzione di energia elettrica.

Regolamentazione delle infrastrutture

Dispacciamento, trasmissione, distribuzione, misura – Sistema informativo integrato (SII)

Con la legge n. 129/10 è stato istituito, presso la società Acquirente unico, il Sistema informativo integrato (SII), un nuovo complesso di procedure e processi informatizzati attraverso i quali saranno gestiti in modo centralizzato i flussi di comunicazione tra i diversi operatori dei mercati liberalizzati. L'introduzione del SII avrà come effetto la riduzione della complessità del sistema oggi in vigore, basato su flussi di comunicazione tra ciascuna coppia di soggetti coinvolti nelle transazioni, coordinando e centralizzando i flussi informativi riguardanti la gestione della clientela finale. Una volta a regime, il SII sarà in grado di gestire tutti i flussi informativi relativi alla gestione dei clienti finali che comportano l'interazione tra diversi operatori del mercato. Lo *switching* nel settore elettrico sarà uno dei primi processi rinnovato con l'ausilio del SII. Le funzionalità del SII potrebbero, in futuro, comprendere la gestione di ulteriori processi quali, per esempio, le diverse funzioni relative alla gestione della morosità dei clienti finali. Il SII agevolerà l'individuazione dei clienti che in passato sono risultati morosi, riducendo considerevolmente il rischio creditizio fino a ora sopportato dagli operatori del sistema.

Con la delibera 25 novembre 2010, ARG/com 201/10, nell'ambito del procedimento avviato con il documento per la consultazione 21 maggio 2010, DCO 14/10, l'Autorità ha definito le regole per lo sviluppo del SII. In particolare, l'Autorità ha disciplinato gli aspetti organizzativi relativi al SII, le funzioni di coordinamento in capo all'Autorità e i criteri attraverso i quali l'Acquirente unico è remunerato in qualità di gestore del sistema.

Aggregazione incentivante delle misure

Con la delibera 4 agosto 2010, ARG/elt 129/10, l'Autorità ha introdotto nel *Testo integrato settlement* (TIS, delibera 30

luglio 2009, ARG/elt 107/09) elementi di incentivazione volti a migliorare le performance delle imprese distributrici in qualità di soggetti dei quali Terna si avvale per l'attività di aggregazione delle misure. Le principali innovazioni proposte sono state sottoposte alla consultazione degli operatori nell'ambito del documento per la consultazione 28 dicembre 2009, DCO 41/09. Esse consistono in primo luogo nell'introduzione di un corrispettivo specifico applicato a ciascun utente del dispacciamento e versato da Terna alle società di distribuzione per la gestione dell'aggregazione dei prelievi dei punti non trattati su base oraria. Sono inoltre previsti elementi di incentivazione introdotti attraverso un sistema di premi e penalità, assegnati in funzione di parametri prestazionali che valutano la qualità dell'attività di aggregazione, con lo scopo di ridurre al minimo la necessità di ricorrere a rettifiche successive. In caso di inottemperanza dei tempi entro cui le imprese di distribuzione sono tenute a inviare le comunicazioni agli utenti del dispacciamento o in caso di incoerenza del contenuto di tali comunicazioni, l'Autorità ha previsto degli indennizzi automatici che le imprese di distribuzione saranno tenute a erogare agli utenti.

Aggiornamento del Codice di rete di Terna e delle regole di settlement in caso di modifiche societarie delle imprese distributrici

Con la delibera 14 ottobre 2010, ARG/elt 172/10, l'Autorità ha disposto che Terna integri il Codice di rete con l'aggiornamento delle regole di manutenzione del codice POD (il codice alfanumerico identificativo dei punti di prelievo), messe a punto con un apposito tavolo tecnico. Il codice POD è in vigore su tutto il territorio nazionale ed è utilizzato dalle imprese distributrici per tenere aggiornato il registro elettronico dei punti di prelievo del proprio ambito di concessione. In tal senso, il codice POD risulta essenziale: per l'erogazione del servizio di dispacciamento e di quello di trasporto; per garantire lo *swit-*

ching; per gestire i dati di misura funzionali all'attività di previsione e di fatturazione dei clienti finali; in ultima analisi per tutti i processi del mercato liberalizzato, della tutela del cliente finale e della promozione della diffusione capillare delle FER attraverso l'erogazione del servizio di scambio sul posto. Il medesimo provvedimento dà inoltre mandato a TERNA per la definizione dei criteri attuativi della disciplina di *settlement*, rispetto ai casi rilevanti di variazione dell'assetto proprietario della rete di distribuzione. Questo intervento è volto a risolvere eventuali problemi applicativi dell'attività di *settlement*, dovuti a eventi modificativi dell'assetto proprietario delle reti di distribuzione, quali, per esempio, fusioni o scissioni societarie per imprese distributrici, al fine di attribuire correttamente le partite economiche insorgenti anche in questi casi.

Mobilità elettrica

Nel corso del 2010, nell'ambito del tema della mobilità elettrica (vedi anche il paragrafo "Regolamentazione tariffaria" di questo Capitolo), relativamente ai profili di dispacciamento dell'energia elettrica e alle implicazioni sui modelli industriali adottati per sperimentare i servizi di ricarica per veicoli elettrici in luoghi pubblici, si segnalano la delibera 2 settembre 2010, ARG/elt

136/10, che ha avviato il procedimento, il documento per la consultazione 2 novembre 2010, DCO 37/10, *Disposizioni speciali per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura e del servizio di dispacciamento ai fini della sperimentazione dei sistemi di ricarica pubblica dei veicoli elettrici*, e l'omonima delibera ARG/elt 242/10. Quest'ultima ha fra l'altro previsto soluzioni sperimentali transitorie per la regolazione del *settlement* del servizio di dispacciamento per i punti di ricarica pubblica, tenendo conto del principio della minimizzazione degli oneri gestionali nei rapporti contrattuali dei vari soggetti attivi nella sperimentazione; ciò al fine di mantenere concorrenziale il servizio di ricarica pubblica e quindi di favorirne la diffusione, minimizzando l'introduzione di nuovi obblighi amministrativi e organizzativi dei soggetti coinvolti. Sotto il profilo della concorrenza nella fornitura di energia elettrica per tali servizi, era necessario definire regole specifiche relative al servizio di dispacciamento che rendessero possibile lo sviluppo di sperimentazioni con logica *multivendor* (pluralità di venditori). Ciò con un modello di business incentrato sul ruolo dell'impresa di distribuzione e di gestore del servizio esterno al sistema elettrico, ovvero con un modello che contemplasse l'accesso all'infrastruttura di ricarica da parte di più fornitori di energia elettrica, assecondando le libere scelte dei consumatori elettrici mobili, conducenti i veicoli elettrici.

Regolamentazione della qualità

Regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 19 dicembre 2007, n. 333/07, l'Autorità ha approvato il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il quadriennio 2008-2011* (TIQE). Gli obiettivi di miglioramento della continuità del servizio, previsti dalla regolazione incentivante della continuità per tale periodo, si riferiscono

sia alla durata delle interruzioni senza preavviso lunghe (superiori a 3 minuti), come già avvenuto in occasione dei periodi di regolazione 2000-2003 e 2004-2007, sia, per la prima volta, al numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (queste ultime di durata compresa tra un secondo e 3 minuti).

Nel corso del 2010, l'Autorità ha svolto le attività di attuazione previste dal TIQE, in particolare:

- ha determinato, con la delibera 22 novembre 2010, ARG/elt 205/10, i recuperi di continuità del servizio per le 35 imprese distributrici già soggette a regolazione incentivante nel corso del 2009;
- ha intimato, con la delibera 25 maggio 2010, VIS 35/10, a 15 imprese distributrici l'adempimento degli obblighi di comunicazione degli indicatori di continuità del servizio, delle conseguenze della regolazione individuale per utenti in media tensione e della regolazione delle interruzioni prolungate, previste dagli articoli 16, 38 e 51 del TIQE;
- ha determinato, con le delibere 14 luglio 2010, ARG/elt 107/10, e 15 novembre 2010, ARG/elt 199/10, i livelli tendenziali di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica per gli anni 2010 e 2011, per 11 imprese che sono entrate in regolazione per la prima volta nel 2010¹⁷.

Nell'ambito del programma previsto dalla delibera 19 maggio 2010, VIS 31/10, otto verifiche ispettive hanno riguardato altrettanti centri di telecontrollo di imprese distributrici già soggette al meccanismo di incentivi e penalità¹⁸.

Le verifiche ispettive, effettuate presso le imprese distributrici Azienda Pubbliservizi Brunico, Azienda Servizi di Bressanone e Gelsia Reti, hanno riscontrato un valore dell'Indice sistema di registrazione (ISR) che esprime l'adeguatezza complessiva del sistema di registrazione delle interruzioni mediante una struttura "a punti", inferiore al limite consentito del 95%¹⁹. Pertanto, ai sensi del TIQE, sono stati calcolati gli indicatori presunti di durata e numero delle interruzioni. L'effetto di tale calcolo è stato il raggiungimento del tetto, pari a 92.262 €, delle penalità relative alla durata delle interruzioni.

Sono state eseguite inoltre quattro verifiche ispettive presso quattro imprese distributrici che, per effetto del meccanismo di gradualità della regolazione della continuità, sono interes-

sate dalla regolazione incentivante a decorrere dal 2010. Le due verifiche ispettive nei confronti del Comune di Isera e del Comune di Molveno – Azienda Elettrica Comunale, hanno portato al riscontro di inesattezze negli indicatori di riferimento di continuità del servizio, comunicate all'Autorità entro il 31 maggio 2010, relativamente al triennio 2007-2009. Perciò l'Autorità, con la delibera ARG/elt 107/10, ha disposto il rinvio della decorrenza della regolazione per queste due imprese all'anno 2011, tramite l'adozione dei livelli quadriennali degli indicatori di continuità del servizio.

Relativamente alle altre due verifiche ispettive, con le delibere 15 novembre 2010, VIS 141/10 e VIS 142/10, l'Autorità ha avviato due procedimenti, rispettivamente nei confronti del Comune di Berchidda e di Amea-Paliano, per l'accertamento di violazioni in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Con la delibera ARG/elt 107/10, l'Autorità ha anche disposto il rinvio della decorrenza della regolazione all'anno 2011 per altre 41 imprese distributrici, per incompletezza o inesattezza dei dati comunicati, oppure per incongruenza fra più comunicazioni di dati. Inoltre, l'Autorità ha intimato a 17 imprese distributrici l'adempimento degli obblighi di comunicazione previsti dal TIQE. Con la successiva delibera ARG/elt 199/10, l'Autorità ha disposto il rinvio della decorrenza della regolazione all'anno 2011 per altre dieci imprese distributrici, per incompletezza o inesattezza dei dati comunicati, oppure per incongruenza fra più comunicazioni di dati. Infine, l'Autorità ha rinviato al successivo periodo regolatorio l'applicabilità della regolazione incentivante per otto imprese distributrici²⁰. Sulla base dei dati trasmessi dalle imprese distributrici soggette alla regolazione incentivante, e a seguito delle verifiche ispettive su tali dati, con la delibera ARG/elt 205/10 l'Autorità ha poi chiuso il procedimento per la determinazione dei recuperi di

¹⁷ C.E.G. Società Cooperativa Elettrica Gignod, A.E.M. Comune di Chiomonte, Impresa Campo Elettricità I.C.EL., A.E.C. – Comune di Ossana, AMEA, Az. Elettrica Eredi di Brunner Josef, Consorzio Elettrico di Storo Società Cooperativa, Comune di Vermiglio, Azienda Elettrica Comunale – Vipiteno, Camuna Energia e SEA Soc. Elettrica di Favignana.

¹⁸ Tre centri di telecontrollo di Enel Distribuzione per Potenza, Udine e Viterbo e cinque per altre imprese distributrici: AMAIE – Sanremo, ATENA – Vercelli, Azienda Pubbliservizi Brunico, Azienda Servizi di Bressanone, Gelsia Reti – Seregno.

¹⁹ L'indice è risultato pari a 93% per Azienda Pubbliservizi Brunico e Gelsia Reti, con la conseguenza di una proporzionale riduzione degli incentivi per le suddette imprese. L'indice è risultato pari a 87% per Azienda Servizi di Bressanone, con l'effetto di ridurre gli incentivi e di incrementare le penalità per tale impresa. Inoltre, per Azienda Servizi di Bressanone si è registrato un indice di correttezza (IC) inferiore alle soglie previste, che ha comportato la non validità dei dati comunicati dall'impresa.

²⁰ Si tratta dei Comuni di Berchidda e Amea-Paliano (per cui sono stati avviati procedimenti per l'accertamento di violazioni in materia di continuità), della Società Elettrica in Morbegno (che è stata sanzionata dall'Autorità con la delibera 6 settembre 2010, VIS 94/10, per violazione di obblighi in materia di qualità) e di altre cinque imprese distributrici (proprietarie di reti con un solo punto di connessione in media tensione, per effetto dell'art. 30 del TIQE).

continuità per l'anno 2009. L'Autorità ha assegnato incentivi per un totale di circa 101 milioni di euro a fronte dei miglioramenti della continuità del servizio, di cui 54 per il miglioramento inerente la durata delle interruzioni e 47 per il miglioramento riguardo al numero di interruzioni. D'altro canto, sono state disposte penalità per circa 35 milioni di euro a carico di imprese distributrici, di cui 13 per il mancato miglioramento inerente la durata delle interruzioni e 22 per il mancato miglioramento riguardo al numero di interruzioni. Infine, sono stati differiti ai due anni successivi (2010 e 2011) ulteriori 33 milioni di euro di penalità, che dovranno essere versati in caso di mancato raggiungimento dei livelli tendenziali per tali anni.

Come detto, la regolazione della qualità dei servizi elettrici è quadriennale e quest'anno si completa il corrente periodo regolatorio 2008-2011. In vista del nuovo periodo di regolazione, con la delibera 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015. Tale procedimento verrà sottoposto alla metodologia di Analisi di impatto della regolazione (AIR) per gli aspetti più rilevanti.

Regolazione della continuità: registrazione del numero effettivo di clienti disalimentati mediante l'utilizzo dei misuratori elettronici

Con la delibera 20 giugno 2006, n. 122/06, successivamente confluita nel TIQE, l'Autorità ha introdotto la disciplina relativa alla registrazione del numero reale di clienti alimentati in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico. Tale disciplina prevede l'adozione, da parte delle imprese distributrici, di un regime operativo ai fini della registrazione dei clienti in bassa tensione effettivamente

interrotti. Tra i regimi ammissibili è stato previsto anche il c.d. "regime C", realizzabile tramite l'ausilio dei misuratori elettronici e del sistema di telegestione, che è ritenuto lo strumento più efficace per l'individuazione esatta del numero di clienti in bassa tensione disalimentati. Per questa ragione, con le delibere 18 dicembre 2006, n. 292/06, e 10 dicembre 2009, ARG/elt 190/09, l'Autorità aveva introdotto un incentivo economico (da erogare nel 2010 per le imprese con una percentuale minima di misuratori elettronici messi in servizio al 31 dicembre 2009), e successivamente un incentivo in misura ridotta (da erogare nel 2011 per le imprese con una percentuale minima di misuratori elettronici messi in servizio al 31 dicembre 2010), per la rilevazione dei clienti in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico mediante l'utilizzo degli stessi misuratori elettronici e dei sistemi preposti alla loro telegestione.

Le attività svolte nel corso del 2010 hanno riguardato due aspetti:

- il completamento della disciplina dei controlli, con particolare riferimento ai controlli presso le imprese distributrici;
- la verifica dei dati comunicati dalle imprese e l'erogazione dell'incentivo in misura piena.

Per il primo aspetto, dopo aver formulato nel documento per la consultazione 8 marzo 2010, DCO 2/10, le proprie proposte finali in merito alla predisposizione della *check-list* funzionale ai controlli che verranno effettuati presso le sedi delle imprese distributrici, l'Autorità ha provveduto (con la delibera 14 luglio 2010, ARG/elt 106/10) a integrare la delibera ARG/elt 190/09, con il Titolo III riguardante i controlli a campione presso le sedi delle imprese distributrici. Risulta così completato il quadro dei controlli, che viene sintetizzato nella tavola 2.5.

TAV. 2.5

Obiettivi, sedi e tipologie di controllo per le imprese distributrici di energia elettrica

ARTICOLO DELIBERA(A)	OBIETTIVO DEL CONTROLLO	SEDE DEL CONTROLLO	TIPO DI CONTROLLO
Art. 4	Controllo dell'avvenuta comunicazione dei dati previsti dall'art. 10 della delibera n. 292/06	Uffici dell'Autorità	Tutte le imprese
Art. 5	Controllo dell'avvenuta comunicazione degli indicatori di continuità del servizio di distribuzione	Uffici dell'Autorità	Tutte le imprese
Art. 6	Controllo del rispetto degli obblighi di messa in servizio dei misuratori elettronici	Uffici dell'Autorità	Tutte le imprese
Art. 9	Controllo della effettiva messa in servizio dei misuratori elettronici sui punti di prelievo BT	Sede dell'impresa	A campione
Art. 10	Controllo dell'avvenuta effettuazione degli aggiornamenti con cadenza continuativa della variazione di consistenza dell'utenza BT	Sede dell'impresa	A campione
Art. 11	Controllo che tutti i clienti BT effettivamente disalimentati siano stati registrati come disalimentati	Sede dell'impresa	A campione
Art. 12	Controllo che la registrazione dei clienti BT disalimentati e dotati di misuratore elettronico sia effettivamente avvenuta tramite i misuratori elettronici	Sede dell'impresa	A campione

(A) Articoli della delibera ARG/elt 190/09, come integrata dalla delibera ARG/elt 106/10.

Per il secondo aspetto, con la delibera 19 ottobre 2010, ARG/elt 179/10, l'Autorità ha disposto l'erogazione dell'incentivo per un totale di circa 1,6 milioni di euro, a 11 delle 13 imprese distributrici che avevano confermato la richiesta di incentivo in misura piena²¹. Inoltre, a seguito delle verifiche effettuate presso gli Uffici, l'Autorità ha invece disposto di non erogare l'incentivo al Consorzio Elettrico di Pozza di Fassa per avere messo in servizio, alla data del 31 dicembre 2009, una percentuale di misuratori elettronici inferiore al minimo previsto (85% del numero totale dei punti di prelievo in bassa tensione) e alla Soc. Coop. Idroelettrica di Forni di Sopra per non aver comunicato i dati di continuità del servizio elettrico relativi all'anno 2008.

Regolazione individuale della continuità per utenze alimentate in media tensione

Un altro elemento cardine della regolazione della qualità dei servizi elettrici per il quadriennio 2008-2011 è la regolazione individuale per utenze in media tensione, disciplinata dal Titolo 5 del TIQE. Nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, l'Autorità, alla luce dell'esperienza

maturata nel vigente periodo di regolazione, ha pubblicato il documento per la consultazione 15 novembre 2010, DCO 40/10, *Opzioni per l'estensione degli standard specifici di continuità del servizio per i clienti alimentati in media tensione alle interruzioni brevi e approfondimenti sui contratti per la qualità*. Il DCO 40/10 ha principalmente sviluppato:

- proposte in materia di estensione degli standard individuali di continuità del servizio per gli utenti in media tensione (ora vigenti per le interruzioni lunghe) alle interruzioni brevi;
- proposte di semplificazione di alcuni aspetti generali della regolazione individuale del numero di interruzioni;
- un approfondimento sui contratti per la qualità al fine di favorirne la diffusione, proponendo inoltre che le imprese distributrici studino un modello di contratto per la qualità standard, condiviso con le rappresentanze dei consumatori, per la stipula di accordi individuali con riferimento inizialmente alle interruzioni lunghe e brevi.

Regolazione della qualità del servizio di trasmissione

Con la delibera 27 dicembre 2007, n. 341/07, l'Autorità ha introdotto uno schema di incentivi e penalità a carico di Terna

²¹ ASM Voghera, A2A Reti Elettriche (ex ASM Distribuzione Elettricità), ASM Tione – Azienda Servizi Municipalizzati, ATENA, Azienda Pubbliservizi Brunico, Comune di Roncone – Servizi Elettrici, Odoardo Zecca, S.N.I.E., SEA, SECAB, Società Cooperativa Elettrica Gignod.

per ridurre le disalimentazioni della RTN, con riferimento agli incidenti rilevanti e alle disalimentazioni ordinarie. Con la stessa delibera l'Autorità ha inoltre introdotto un meccanismo di valorizzazione economica, a favore delle imprese distributrici e a carico di Terna, dell'energia elettrica fornita mediante servizi di mitigazione delle interruzioni, offerti dalle imprese distributrici (principalmente la rialimentazione dei clienti in media e in bassa tensione da parte delle imprese distributrici, mediante manovre effettuate sulle reti di media tensione). Con la delibera 30 marzo 2010, ARG/elt 32/10, l'Autorità ha disposto il rinvio della decorrenza della valorizzazione economica dei servizi di mitigazione all'1 luglio 2010, nonché avviato un procedimento per garantire un'efficace applicazione del meccanismo regolatorio di valorizzazione di tali servizi. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 19 aprile 2010, DCO 7/10, recante *Proposta di modifiche alla regolazione per il periodo 2008-2011 a seguito dell'estensione della Rete di trasmissione nazionale*. Il DCO 7/10 ha proposto modifiche alla regolazione

della qualità del servizio di trasmissione in materia di:

- perimetro di rete su cui trova applicazione la regolazione incentivante per il periodo di regolazione 2008-2011;
- valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità e relativa decurtazione in caso di episodi di mancato adempimento di ordini di apertura e chiusura di linee attraverso sistemi di teleconduzione o telecontrollo, in occasione di disalimentazioni;
- pubblicazione di indicatori di monitoraggio della disponibilità e indisponibilità degli elementi di rete.

L'Autorità è poi intervenuta per modificare il quadro regolatorio vigente con la delibera 28 giugno 2010, ARG/elt 99/10. Le modalità di applicazione dei principali meccanismi di regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, a seguito dell'estensione della RTN con l'acquisizione della rete ex Enel, ora denominata TELAT, sono sintetizzate nella tavola 2.6.

TAV. 2.6

Meccanismi di regolazione della qualità del servizio di trasmissione e relative modalità di applicazione

MECCANISMO REGOLATORIO	ARTICOLI	APPLICABILITÀ SU RTN "STORICA"	APPLICABILITÀ SU RTN TELAT
Premi-penalità per continuità	Da 3 a 9 ^(A)	Si	No (apr. 2009 – dic. 2011), in via transitoria
Servizi di mitigazione	10 ^(A)	Si	Si 40% (lug. 2010 – dic. 2011) in via transitoria
Compartecipazione e rimborsi ai clienti MT e BT	11 ^(A)	Si	Si
Versamento al Fondo per eventi eccezionali	50 ^(B)	Si	Si

(A) Allegato A alla delibera n. 341/07.

(B) Allegato A alla delibera n. 333/07.

Inoltre, la delibera ARG/elt 99/10 ha definito le modalità provvisorie di calcolo dei mancati adempimenti a ordini di manovra in occasione di disalimentazioni e dell'energia dei servizi di mitigazione, da applicarsi sino alla successiva definizione nell'ambito del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete. Per giungere a tale definizione, l'Autorità ha disposto che Terna le sottoponesse per approvazione, entro il 31 ottobre 2010, una proposta di aggiornamento

dell'Allegato A.54 e un nuovo allegato al Codice di rete in materia di servizi di mitigazione, conformi alle disposizioni della delibera ARG/elt 99/10.

A completamento del quadro regolatorio, con la delibera ARG/elt 211/10 l'Autorità ha verificato positivamente la proposta di aggiornamento dell'Allegato A.54 al Codice di rete, recante *Classificazione e registrazione delle disalimentazioni degli utenti direttamente e indirettamente connessi con la RTN*, e la proposta

di Allegato A.66 al Codice di rete, recante *Procedura per la determinazione dei servizi di mitigazione alle imprese distributrici*, predisposte da Terna e inviate all'Autorità il 19 novembre 2010.

Qualità della tensione sulle reti di distribuzione

Nel corso degli ultimi anni l'Autorità ha affrontato gli aspetti di qualità della tensione con un insieme di iniziative. Nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 30 novembre 2010, DCO 42/10, riguardante *Nuove iniziative in materia di qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica*. Tale documento ha principalmente proposto nuove iniziative in materia di:

- pubblicazione, anche comparativa, di dati relativi alle interruzioni transitorie, cioè le interruzioni di durata inferiore o uguale a un secondo;
- comunicazione individuale agli utenti in media tensione relativamente ai buchi di tensione;
- implementazione di un sistema di monitoraggio della qualità della tensione sull'intera rete in media tensione;
- pubblicazione della performance di rete relativamente ai buchi di tensione sulle reti in media tensione;
- monitoraggio della performance delle reti in bassa tensione relativamente alle variazioni lente di tensione, mediante i misuratori elettronici.

In relazione alle variazioni di tensione sulle reti in bassa tensione, con la segnalazione al Parlamento e al Governo 2 feb-

braio 2011, PAS 5/11, l'Autorità ha poi formulato proprie osservazioni in merito agli effetti che una disposizione della legge 8 marzo 1949, n. 105, tuttora comporta sullo svolgimento del servizio di distribuzione dell'energia elettrica; l'Autorità ha sottolineato la necessità di abrogare tale disposizione primaria che ostacola il pieno recepimento delle indicazioni provenienti dall'armonizzazione europea. Quest'ultima prevede, già dal 1989, l'unificazione dei livelli nominali di tensione a 230 V per la tensione di fase tra fase e neutro, e a 400 V per la tensione concatenata tra fase e fase. D'altro canto, l'art. 1 della legge n. 105/49, stabilisce che «i valori normali delle tensioni delle reti di distribuzione comprese fra 100 e 1.000 volt sono fissati in 125 e 220 V nei circuiti monofasi e in 125-220 V e 220-380 V (rispettivamente tensioni di fase e tensioni concatenate) nei circuiti trifasi».

Effetto principale della legge è che le imprese distributrici di energia elettrica in Italia sono tenute a esercire le reti di bassa tensione trifasi a quattro conduttori alla tensione normale di 220 V tra fase e neutro. L'adeguamento della tensione nominale al valore armonizzato europeo di 230 V comporta un vantaggio in termini di riduzione delle perdite di potenza e dei possibili rischi di malfunzionamento degli apparecchi elettrici per valori di tensione significativamente inferiori al valore nominale; inoltre, semplificherebbe le attività di sviluppo delle apparecchiature elettriche da parte delle imprese italiane, eliminando pure un elemento di incertezza per i progettisti degli impianti di utenza alimentati in bassa tensione di maggiore estensione e complessità. L'Autorità ha infine segnalato come nel dispositivo di legge di abrogazione della legge n. 105/49 sia necessario disporre che la norma CEI 8-6 venga assunta quale norma di riferimento per le tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione pubblica in bassa tensione.