
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.

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.

TAV. 2.1

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

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_3 , 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	2008	2009	2010	2011
€/anno per punto di prelievo				
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 interministeriale 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 autoproduttori 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 costituitesi 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 €/kWh (primo trimestre 2010) a 0,130 €/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 €/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 invenduti, 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 A₃ 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 A₃ 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 A₃ 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 A₃ è stata pertanto ripetutamente incrementata, passando da un valore pari a 1,189 c€/kWh (IV trimestre 2009) a 1,636 c€/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 perché 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 A₃, 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 inventuti, 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 A₃

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 misurazione 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'allocazione 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'allocazione 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 pro-

pria 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 investito 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.