

agli artt. 30 e 32 della legge 23 luglio 2009, n. 99, i criteri e le modalità vigenti nel triennio 2011-2013.

#### Aggregazione incentivante delle misure

Il *Testo integrato settlement* (TIS, delibera 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09) prevede un sistema di indennizzi connessi con l'inadempimento degli obblighi posti a carico delle imprese distributrici nell'ambito dell'attività di aggregazione delle misure. L'applicazione completa di tale sistema di indennizzi, introdotti con la delibera 4 agosto 2010, ARG/elt 129/10, è stata subordinata agli esiti del procedimento avviato con la delibera 3 febbraio 2010, ARG/elt 10/10, in materia di standardizzazione dei dati di misura,

e all'implementazione di un insieme di disposizioni funzionali alla verifica del rispetto degli obblighi connessi con ciascun indennizzo. Con la delibera 1 marzo 2012, 65/2012/R/eel, entrata in vigore nei primi mesi del 2013, l'Autorità ha concluso tale procedimento. Inoltre, con l'avvio della gestione dei processi di *settlement* nel Sistema informativo integrato (SII) (vedi il paragrafo "Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati al dettaglio"), è stato completato il quadro delle disposizioni necessarie alla verifica formale della sussistenza del diritto all'indennizzo.

Conseguentemente, con le delibere 11 luglio, 308/2013/R/com, e 27 dicembre 2013, 311/2013/R/eel, sono stati attivati tutti gli indennizzi automatici del TIS che risultavano ancora sospesi.

## Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti

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

Il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, prevede l'introduzione di un nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica (mercato della capacità), finalizzato a incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento in capacità produttiva e in capacità di trasmissione dei diversi attori (Terna e gli operatori), riducendone i rischi e allo stesso tempo accrescendo la contendibilità del mercato. Il medesimo decreto prevede che l'Autorità definisca i criteri e le condizioni in base ai quali Terna è tenuta a elaborare lo schema di disciplina del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica, e che tale schema sia

approvato con decreto del Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità.

Dopo un articolato processo per la consultazione (documenti 6 agosto 2008, DCO 27/08; 7 maggio 2009, DCO 10/09; 23 aprile 2010, DCO 9/10; 15 novembre 2010, DCO 38/10)<sup>5</sup>, con la delibera 22 luglio 2011, ARG/elt 98/11, l'Autorità ha fissato i criteri e le condizioni per la disciplina del mercato della capacità, ivi incluso l'iter procedurale per la predisposizione del citato schema.

Nel mese di settembre 2012, Terna ha trasmesso lo schema di disciplina all'Autorità che, con la delibera 15 novembre 2012, 482/2012/R/eel, ne ha verificato positivamente la conformità ai criteri e alle condizioni fissati dalla delibera ARG/elt 98/11. A partire dal 23 novembre 2012, lo schema è stato sottoposto alla consultazione pubblica, che si è chiusa il 15 febbraio

<sup>5</sup> Nel corso del citato processo di consultazione, l'Autorità ha delineato le molteplici concause per cui il mercato elettrico – in assenza di interventi regolatori – si rivela uno strumento inefficiente e inefficace di coordinamento delle scelte di investimento degli operatori (in capacità di generazione) e di Terna (in capacità di trasmissione).

2013. Dopo valutazioni e approfondimenti diversi, svolti con l'Autorità e il Ministero dello sviluppo economico su taluni aspetti di particolare rilievo, Terna ha trasmesso lo schema all'Autorità che, con la delibera 5 settembre 2013, 375/2013/R/eel, ne ha verificato positivamente la conformità ai criteri della delibera ARG/elt 98/11, fatte salve alcune modifiche richieste a Terna. L'approvazione di questo provvedimento segna il completamento degli interventi di competenza dell'Autorità per l'avvio di un mercato della capacità produttiva: lo schema di disciplina è stato, infatti, trasmesso da Terna al Ministro dello sviluppo economico per l'approvazione finale.

Nel corso del mese di dicembre 2013, il Parlamento ha approvato la legge 27 dicembre 2013, n. 147 (legge di stabilità), che all'art. 1, comma 153, dispone che «Il Ministro dello sviluppo economico definisce entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e sentito il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, condizioni e modalità per la definizione di un sistema di remunerazione di capacità produttiva in grado di fornire gli adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico e la copertura dei fabbisogni effettuata dai gestori di rete e senza aumento dei prezzi e delle tariffe dell'energia

elettrica per i clienti finali, nell'ambito della disciplina del mercato elettrico, tenendo conto dell'evoluzione dello stesso e in coordinamento con le misure previste dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379».

Con la delibera 16 gennaio 2014, 6/2014/R/eel, l'Autorità ha quindi avviato un procedimento finalizzato alla formulazione di una proposta che preveda:

- la costituzione di un segmento del mercato della capacità dedicato alla negoziazione di capacità produttiva idonea a fornire i servizi di flessibilità necessari a coprire i fabbisogni di lungo termine stimati da Terna, a integrazione dello schema del nuovo mercato della capacità già trasmesso da Terna al Ministero dello sviluppo economico;
- la rimodulazione del meccanismo transitorio, di cui all'art. 5 del decreto legislativo n. 379/03, al fine di renderlo coerente con gli obiettivi del meccanismo di regime, ossia la fornitura anche di «adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico». L'Autorità ha, altresì, specificato che tale rimodulazione non deve prevedere aumenti dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica per i clienti finali, ma un'opportuna partecipazione di tutti gli altri soggetti.

## Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e del sistema

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

In esito all'istruttoria sulle istanze di reintegrazione dei costi presentate dagli operatori per l'anno 2011, con la delibera 7 agosto 2013, 360/2013/R/eel, l'Autorità ha stabilito di:

- semplificare la metodologia di definizione del profilo quantitativo rilevante per il calcolo dei ricavi figurativi che sono attribuiti agli impianti in regime di reintegrazione nei giorni in cui non sono indispensabili e non sono offerti sull'MGP;
- modificare le modalità di calcolo dell'acconto semestrale del

corrispettivo di reintegrazione dei costi con riferimento agli anni dal 2013 incluso, così da tenere maggiormente conto dell'esposizione finanziaria cui sono soggetti gli utenti del dispacciamento nel periodo compreso tra l'inizio dell'anno cui si riferisce l'acconto e la data di erogazione dello stesso;

- applicare alle quantità di offerte accettate sull'MI, e strettamente necessarie a permettere l'implementazione tecnica delle offerte accettate sull'MSD, il criterio di valorizzazione delle quantità strettamente necessarie a rendere realizzabili programmi di indispensabilità sui mercati dell'energia; tale previsione è applicata a decorrere dall'anno 2013 incluso e con riferimento ai periodi rilevanti in cui, e alle quantità per le quali, le unità di produzione ammesse al regime di reintegrazione non siano singolarmente essenziali.

L'ultima misura sopra elencata è volta ad attenuare il rischio che si incrementino gli sbilanciamenti attesi e/o si riduca il corrispettivo di reintegrazione per porre in essere programmi sull'MI strettamente finalizzati - sulla base dei vincoli tecnici dell'unità di produzione - all'adempimento degli impegni richiesti da Terna sull'MSD.

Accogliendo un'istanza avanzata da alcuni utenti, l'Autorità ha inoltre stabilito che Terna renda note le ragioni dell'essenzialità della capacità di produzione essenziale per la sicurezza del sistema elettrico, in concomitanza con la notifica dei raggruppamenti minimi di impianti essenziali.

Al fine di tenere conto delle evoluzioni in materia di regolazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela, l'1 ottobre 2013 è entrata in vigore la riforma dei criteri di valorizzazione del gas naturale e del gas naturale da giacimenti minori isolati nell'ambito dell'implementazione della disciplina di remunerazione degli impianti di produzione essenziali (delibera 26 settembre 2013, 413/2013/R/eel), secondo la quale il valore del gas naturale è rilevante sia per la determinazione del costo variabile riconosciuto delle unità essenziali alimentate a gas naturale e soggette ai regimi tipici, sia per la definizione dei prezzi da applicare nei contratti previsti dai regimi alternativi.

Sino all'1 ottobre 2013, il valore della materia prima e della logistica internazionale del gas naturale e del gas naturale da giacimenti minori isolati per gli impianti essenziali è stato determinato secondo la metodologia di calcolo della componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso del gas naturale, considerata ai

fini della vendita al dettaglio in regime di tutela (CCI). Il valore della logistica nazionale sino all'impianto di produzione, invece, è stato posto convenzionalmente pari al costo del trasporto nazionale di un impianto rappresentativo, definito dalla delibera 10 dicembre 2008, ARG/elt 175/08, e incrementato di una componente forfetaria, per includere gli effetti delle evoluzioni in materia di tariffe di trasporto successive al suddetto provvedimento.

Dall'1 ottobre 2013, il valore dei citati combustibili è pari - al netto delle accise - alla somma dei seguenti fattori:

- il valore della componente relativa all'approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso ( $C_{MEM}$ );
- il valore della componente a copertura degli oneri e dei rischi delle attività connesse con le modalità di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso (CCR), al netto degli elementi attinenti a rischi cui gli utenti del dispacciamento in immissione non risultano esposti;
- la quota parte del valore della logistica nazionale *ante* riforma, che non è già inclusa nella componente  $C_{MEM}$ .

La nuova metodologia, che consente di riflettere meglio i segnali di prezzo forniti dai mercati del gas naturale, è stata oggetto di consultazione, con il documento 7 agosto 2013, 369/2013/R/eel. Con le delibere 21 novembre 2013, 530/2013/R/eel, 28 novembre 2013, 546/2013/R/eel, 27 dicembre 2013, 635/2013/R/eel, 13 febbraio 2014, 55/2014/R/eel, l'Autorità ha infine:

- definito, per l'anno 2014, il rendimento standard, lo standard di emissione e lo standard della componente smaltimento per ciascuna unità essenziale;
- aggiornato i valori di componenti del costo variabile riconosciuto attinenti ad alcune unità di produzione essenziali per l'anno 2014, sulla base di istanze motivate presentate a Terna dai relativi utenti del dispacciamento;
- stabilito che la disciplina dei regimi tipici e dei regimi alternativi non sia applicata agli impianti (o raggruppamenti di impianti) essenziali che, con riferimento a un dato anno, sono esclusi dalla comunicazione con la quale l'Autorità invia agli utenti del dispacciamento interessati i valori dei parametri tecnico-economici per l'applicazione dei regimi alternativi; ciò in modo da assoggettare ai regimi di remunerazione della capacità essenziale esclusivamente gli impianti essenziali per

i quali l'Autorità abbia valutato opportuna, sotto il profilo economico, l'applicazione dei regimi medesimi.

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

Ai sensi della delibera n. 111/06, a seguito di apposita istanza avanzata dagli utenti del dispacciamento interessati, sono stati determinati gli importi del corrispettivo di reintegrazione dei costi per l'anno 2011 con riferimento agli impianti San Filippo del Mela 220 kV e San Filippo del Mela 150 kV di Edipower e Augusta, Bari, Porto Empedocle, nonché Sulcis di Enel Produzione (delibera 7 agosto 2013, 360/2013/R/eel).

Rispetto alle istanze presentate da queste società, ai valori di alcune voci economiche rilevanti per il calcolo del corrispettivo sono state apportate rettifiche tali da contenere l'onere complessivo a carico del sistema elettrico. Le principali rettifiche sono state volte a:

- ridurre i costi fissi rilevanti per il corrispettivo di reintegrazione in caso di indisponibilità dello specifico impianto nell'anno 2011 superiore all'indisponibilità media nel triennio 2008-2010;
- imputare tra i costi fissi riconosciuti soltanto una quota della componente a copertura dell'ammortamento e della remunerazione del capitale in relazione ai cespiti che sono risultati soggetti ad ammortamento per una parte dell'anno;
- escludere dai costi fissi riconosciuti le sopravvenienze attive e passive e gli accantonamenti per rischi e oneri effettuati esclusivamente in applicazione dei principi generali sulla redazione del bilancio civilistico e non derivanti da specifici obblighi di legge.

Al fine di contenere l'onerosità dell'esposizione finanziaria cui sono esposti gli utenti del dispacciamento di impianti essenziali, in relazione alla differenza tra la parte dei costi che ha determinato un flusso di cassa negativo e i ricavi percepiti, l'Autorità ha previsto – a fronte di specifica richiesta degli utenti interessati – il riconoscimento di acconti del corrispettivo di reintegrazione dei costi rispetto ai seguenti impianti:

- Montemartini di Acea Energia Holding per gli anni 2010-2012

(delibere 16 maggio 2013, 208/2013/R/eel, e 12 dicembre 2013, 577/2013/R/eel), in seguito all'accordo raggiunto tra Acea Energia Holding e il precedente utente del dispacciamento, GdF-Suez Energia Italia, circa la titolarità dei corrispettivi di reintegrazione dei costi relativi agli anni 2010 e 2011;

- Augusta, Bari, Porto Empedocle e Sulcis di Enel Produzione e Centro Energia Ferrara e Trapani Turbogas di E.ON Global Commodities – Italian Branch SE, per l'anno 2012 (delibere 6 giugno 2013, 242/2013/R/eel, e 577/2013/R/eel);
- San Filippo del Mela 220 kV e San Filippo del Mela 150 kV di Edipower, per gli anni 2012 e 2013 (delibere 242/2013/R/eel, 577/2013/R/eel e 55/2014/R/eel);
- Ottana di Ottana Energia per l'anno 2013 (delibera 55/2014/R/eel).

Con la delibera 635/2013/R/eel, l'Autorità ha ammesso al regime di reintegrazione dei costi gli impianti:

- San Filippo del Mela 220 kV di Edipower, San Quirico di Edison Trading, Assemini, Portoferraio e Sulcis di Enel Produzione e Ottana di Ottana Energia, sino al 31 dicembre 2014;
- San Filippo del Mela 150 kV di Edipower, sino al 30 giugno 2015;
- Montemartini di Acea Energia Holding, sino al 31 dicembre 2023.

Nel valutare le istanze di ammissione pluriennale al regime di reintegrazione, si è tenuto conto delle indicazioni espresse da Terna in merito alla probabilità che le unità dichiarate essenziali per l'anno 2014 possano risultare indispensabili anche oltre detto termine.

L'Autorità ha invece rigettato l'istanza di ammissione per l'impianto Torviscosa avanzata da Edison Trading, a causa del fatto che il valore del corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2014 stimato per tale impianto fa ritenere preferibile – in termini di beneficio atteso per il consumatore – che l'impianto in questione sia espunto dall'elenco degli impianti essenziali e, dunque, liberato dai vincoli di offerta previsti dagli artt. 64 e 65 della delibera n. 111/06.

Per quanto attiene all'impianto Montemartini, è stata accolta la richiesta del relativo utente del dispacciamento di modificare i criteri di determinazione del corrispettivo di reintegrazione dei costi a decorrere dall'anno 2013 incluso, uniformandoli a quelli

attualmente in vigore per gli altri impianti soggetti al regime di reintegrazione.

Il corrispettivo dell'impianto Montemartini per gli anni antecedenti al 2013 era calcolato secondo la c.d. "metodologia *stranded cost*", in base alla quale, tra l'altro, il valore dei costi fissi riconosciuti in ciascun anno era ottenuto applicando al livello dei costi fissi, riconosciuti su base annua nell'anno precedente, una formula di *price cap* e i costi fissi dell'anno base coincidevano con quelli definiti per l'anno 2004 nell'ambito della valutazione dei costi non recuperabili ex legge 17 aprile 2013, n. 83. A differenza della metodologia *stranded cost*, i criteri già applicati agli altri impianti permetteranno di includere nel calcolo del corrispettivo gli investimenti in capitale fisso effettuati successivamente all'anno 2003 o da effettuare in futuro.

Per evitare che la sostituzione dei criteri di determinazione del corrispettivo causino distorsioni sull'evoluzione della remunerazione dell'unità in questione (con ingiustificati oneri per il sistema), l'utente del dispacciamento ha, tra l'altro, accettato che:

- ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione per gli anni dal 2013 incluso, il valore del capitale investito utilizzato nell'ambito della metodologia *stranded cost* (capitale originario) sia ridotto, sino al completamento dell'ammortamento del capitale medesimo, in misura sufficiente a rendere l'importo complessivo dei costi fissi per l'anno 2013, definiti secondo il nuovo metodo, non superiore all'importo totale dei costi fissi, che risulterebbe dall'applicazione della metodologia *stranded cost* per il medesimo anno;
- dall'anno 2024 - qualora l'impianto sia ancora soggetto al regime di reintegrazione - o, se antecedente, dall'anno di esclusione del capitale originario dal novero delle immobilizzazioni che rilevano per la redazione del bilancio civilistico, il citato capitale assuma un valore nullo ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione.

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

Con la delibera 10 ottobre 2013, 444/2013/R/eel, sono stati definiti i valori dei parametri tecnico-economici - vale a dire le quantità

di potenza minima d'impegno, il corrispettivo riconosciuto a fronte dell'impegno, le coperture in energia, i prezzi massimi a salire e i prezzi minimi a scendere - caratterizzanti, per l'anno 2014, i c.d. "regimi alternativi", funzionali a porre gli utenti del dispacciamento titolari di impianti (o raggruppamenti di impianti) essenziali nelle condizioni di valutare l'eventuale adesione a detti regimi (per maggiori dettagli si rinvia alla *Relazione Annuale* degli anni 2012 e 2013).

Successivamente, con la delibera 530/2013/R/eel l'Autorità ha aggiornato i valori dei menzionati parametri tecnico-economici, al fine di tenere conto della scelta di alcuni utenti del dispacciamento di aderire ai regimi alternativi solo per la quota parte della capacità indicata nella delibera 444/2013/R/eel.

Con la delibera 530/2013/R/eel sono inoltre state rigettate le proposte di strutture di corrispettivi alternative rispetto a quelle definite dall'Autorità con la delibera 444/2013/R/eel, presentate da Edison Trading e da E.On Global Commodities - Italian Branch SE, consentendo tuttavia una riapertura dei termini per l'adesione ai regimi alternativi alle condizioni definite dall'Autorità.

Infine, in occasione dell'approvazione degli schemi contrattuali elaborati da Terna e destinati a disciplinare i rapporti tra detta società e gli utenti del dispacciamento titolari di capacità di produzione elettrica essenziale soggetta ai regimi alternativi, l'Autorità ha stabilito di apportare ai citati schemi alcune modifiche e integrazioni in tema di metodologia di determinazione del costo variabile standard dell'impianto turbogas tipo (con riferimento ai valori delle componenti "materia prima", "commercializzazione materia prima" e "trasporto materia prima"), in modo da rendere le clausole contrattuali coerenti con la riforma della valorizzazione del gas naturale introdotta con la delibera 413/2013/R/eel (delibera 19 dicembre 2013, 610/2013/R/eel).

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

Il decreto legge n. 83/12, convertito con modificazioni dalla legge n. 134/12, al fine di ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico in situazioni di emergenza gas senza porre a rischio la sicurezza delle forniture di energia elettrica a famiglie e imprese, prevede che il Ministro dello sviluppo economico, sulla base degli elementi evidenziati dal Comitato per l'emergenza gas e da Terna, entro il 31 luglio di ogni anno individui con proprio decreto:

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

Lo stesso decreto legge prevede altresì che i gestori dei suddetti impianti ne garantiscano la disponibilità per il periodo intercorrente tra l'1 gennaio e il 31 marzo di ciascun anno termico, e che tali impianti possano essere chiamati in esercizio in via di urgenza, nell'arco del predetto periodo, solo per il tempo necessario al superamento della situazione di emergenza gas.

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

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 13 settembre 2013 ha disciplinato le procedure atte a identificare gli impianti di produzione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW, destinati a far fronte alle eventuali emergenze gas nell'anno termico 2013-2014. Sulla base delle predette procedure, Terna ha definito la lista delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas da sottoporre all'approvazione del Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità. Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 13 settembre 2013, sebbene sia per molti aspetti del tutto analogo al decreto del Ministero dello sviluppo economico 23 novembre 2012, diversamente da questo:

- non fissa il contributo di contenimento dei consumi di gas naturale da parte del settore termoelettrico nelle situazioni di emergenza gas, bensì istituisce una valutazione costi/benefici circa l'attivazione del servizio di contenimento dei consumi di gas; solo ove detta valutazione dia esito positivo, il Ministero dello sviluppo economico approva la lista definitiva delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas e attiva il servizio di contenimento dei consumi di gas;

- prevede che l'Autorità proceda alla copertura degli oneri derivanti dal servizio di contenimento dei consumi di gas anche tramite le entrate provenienti dal servizio di bilanciamento effettuato da Snam Rete Gas e dai proventi relativi al gas risparmiato valorizzato al costo opportunità.

In esito alla valutazione costi/benefici, con lettera indirizzata all'Autorità, il Ministero dello sviluppo economico ha fissato pari a 13 milioni di m<sup>3</sup>/giorno il contributo di contenimento dei consumi di gas naturale da parte del settore termoelettrico nelle situazioni di emergenza gas, con riferimento all'anno termico 2013-2014 (il contributo per l'anno termico 2012-2013 era stato invece fissato pari a 18 milioni di m<sup>3</sup>/giorno). Con la delibera 8 ottobre 2013, 439/2013/l/gas, l'Autorità ha espresso al Ministro dello sviluppo economico parere positivo sulla lista di unità essenziali per la sicurezza del sistema gas trasmessa dallo stesso ministero.

La lista è composta esclusivamente da unità di produzione nella titolarità della società Enel Produzione, che possono essere esercite con deroghe ai limiti stabiliti in sede di Autorizzazione integrata ambientale (AIA) e che garantiscono, nell'insieme, la disponibilità di una potenza elettrica netta di 3.150 MW. Con la delibera 19 dicembre 2013, 615/2013/R/eel, l'Autorità ha approvato la disciplina di regime sia delle modalità per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta dalle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas, sia delle modalità per il riconoscimento dei costi sostenuti in ciascun anno termico per assicurare la disponibilità delle medesime unità durante il periodo di criticità (1 gennaio - 31 marzo).

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

- in vendita sull'MGP a un prezzo pari al corrispettivo variabile;
- in vendita sull'MI a un prezzo pari al corrispettivo variabile;
- in vendita e in acquisto sull'MSD a un prezzo pari al corrispettivo variabile.

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

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

Fatta salva la vigente disciplina in materia di corrispettivi di sbilanciamento effettivo nel mercato elettrico, in ogni periodo rilevante del mercato elettrico incluso nel periodo di emergenza gas, l'utente del disaccoppiamento di un'unità essenziale per la sicurezza del sistema gas è tenuto a versare a Terna una penale

pari al prodotto fra:

- il Costo variabile virtuale (CW), calcolato ai sensi dell'art. 4 dell'Allegato A alla delibera 615/2013/R/eel;
- la potenza indisponibile, misurata come l'eventuale differenza positiva fra la potenza contrattualizzata e la potenza massima erogabile risultante dal Registro delle unità di produzione dinamico.

L'ammontare delle penali liquidate e fatturate da Terna in ordine cronologico non può superare il costo fisso riconosciuto.

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

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

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

### Continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

Con la delibera 26 luglio 2012, 311/2012/R/eel, come previsto dal TIOE, sono stati determinati gli obiettivi di miglioramento annuo

(livelli tendenziali) di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica per il periodo 2012-2015, gli ambiti territoriali soggetti a incentivazione speciale (premio aggiuntivo per gli ambiti lontani dal livello obiettivo a inizio 2012 e che lo raggiungeranno entro il 2015) e gli ambiti territoriali soggetti alla decelerazione dell'incentivazione (riduzione dei premi per il periodo 2012-2015 per gli ambiti con livello di continuità migliore del livello obiettivo per tutto il periodo 2008-2011). Gli obiettivi di miglioramento riguardano Enel Distribuzione e 28 altre imprese di distribuzione di energia elettrica.

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto il programma di sette verifiche ispettive previsto dalla delibera 22 maggio 2013, 219/2013/E/eel. Fra queste, quattro hanno riguardato Enel Distribuzione relativamente ai centri di telecontrollo di Latina, Milano, Napoli e Perugia e tre altre imprese distributrici: A.C.S.M., ASTEA e SELNET. Come già avvenuto in esito ai controlli degli anni precedenti, per le imprese già soggette storicamente alla regolazione incentivante, nessun controllo ha riscontrato errori di registrazione tali da invalidare i dati comunicati dalle imprese. Si conferma quindi l'impegno delle

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

Sulla base dei dati trasmessi all'Autorità dalle imprese distributrici soggette alla regolazione, e a seguito delle verifiche ispettive su tali dati, con la delibera 31 ottobre 2013, 478/2013/R/eel, l'Autorità ha concluso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2012, dei premi e delle penalità relativi ai recuperi di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e alla regolazione incentivante la riduzione del numero di utenti in media tensione con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici. Sono stati erogati 104 milioni di euro di premi a fronte dei miglioramenti della continuità del servizio, di cui 51,5 per la durata delle interruzioni e 52,5 per il numero di interruzioni. Per l'anno 2012, il pagamento della penalità è differito in tre rate uguali da versare alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) in riferimento agli anni 2013, 2014 e 2015. Le penalità ammontano, rispettivamente, a 4,9 milioni di euro all'anno per ogni anno del periodo 2013-2015 (in totale pari a 14,7 milioni di euro) per la durata delle interruzioni e a 5,5 milioni di euro all'anno per ogni anno del periodo 2013-2015 (in totale pari a 16,5 milioni di euro) per il numero delle interruzioni. In relazione all'incentivo per la riduzione del numero di utenti MT con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici, sono stati erogati premi per 5,1 milioni di euro.

Con la delibera 12 settembre 2013, 381/2013/R/com, l'Autorità ha intimato alle imprese distributrici Comune di Anversa Degli Abruzzi, Comune di Rocca Pia e Comune di Santo Stefano di Sessanio l'adempimento degli obblighi di comunicazione dei dati di qualità del servizio di distribuzione di energia elettrica; gli obblighi di comunicazione previsti dalla regolazione sono strumentali anche alla verifica, da parte dell'Autorità, dell'attuazione della regolazione. Con la delibera 14 novembre 2013, 512/2013/S/eel, è stata irrogata una sanzione amministrativa pecuniaria ad ACEA Distribuzione per violazione in materia di registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio del 2012, l'Autorità ha realizzato la prima graduatoria a livello nazionale delle imprese di distribuzione di energia elettrica in relazione al numero e alla durata delle interruzioni, disponibile all'indirizzo [http://www.autorita.energia.it/it/dati/inter\\_continuita.htm](http://www.autorita.energia.it/it/dati/inter_continuita.htm), dalla quale emerge che le famiglie e i piccoli consumatori di energia

elettrica che beneficiano della migliore continuità del servizio abitano prevalentemente in aree urbane del Nord Italia, e sono serviti da imprese di distribuzione con la maggior parte di rete interrata.

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

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

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto quattro verifiche ispettive previste dalla delibera 7 febbraio 2013, 49/2013/E/eel, per altrettante imprese cui è stato erogato l'incentivo. L'esito della verifica ispettiva è risultato non conforme, in relazione alle disposizioni di cui ai Titoli I e III della delibera 10 dicembre 2009, ARG/elt 190/09, per C.E.G. Società Cooperativa Elettrica Gignod e per Società Nolana per Imprese Elettriche. Per Agsm Distribuzione, la verifica ispettiva ha evidenziato una lieve differenza tra il numero di misuratori elettronici installati comunicato all'Autorità e quello rilevato in sede di verifica ispettiva, imputabile a un mero errore materiale.

A seguito delle verifiche ispettive condotte:

- con la delibera 30 maggio 2013, 228/2013/R/eel, l'Autorità ha disposto la restituzione di parte dell'incentivo erogato all'impresa Agsm Distribuzione con la delibera 15 dicembre 2011, ARG/elt 184/11;
- con la delibera 4 luglio 2013, 289/2012/E/eel, l'Autorità ha disposto la restituzione dell'incentivo erogato all'impresa C.E.G. Società Cooperativa Elettrica Gignod con la delibera 19 ottobre 2010, ARG/elt 179/10;
- con la delibera 4 luglio 2013, 290/2012/E/eel, l'Autorità ha disposto la restituzione dell'incentivo erogato all'impresa

Società Nolana per Imprese Elettriche con la delibera ARG/elt 179/10.

Con la delibera 20 febbraio 2014, 62/2014/S/eel, è stato avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi nei confronti di ACEA Distribuzione per violazioni in materia di messa in servizio e lettura dei misuratori elettronici di energia elettrica di bassa tensione.

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

Le finalità della regolazione della qualità della tensione sono quelle di assicurare un livello adeguato di qualità della tensione e di ridurre le differenze di prestazione tra le reti di distribuzione di energia elettrica dell'intero territorio nazionale, di disporre di indicatori di qualità affidabili, comparabili e verificabili, al fine di consentire una adeguata informazione agli utenti interessati dai disturbi di qualità della tensione, e di costituire un punto di partenza per la disponibilità e per la pubblicazione di dati, anche comparativa, nonché per la successiva introduzione di elementi di regolazione. Ai sensi del punto 4 della delibera ARG/elt 198/11, l'Autorità, nel febbraio 2012, ha istituito un Tavolo di lavoro coordinato dalla società Ricerca sul sistema energetico (RSE) e partecipato dalle imprese distributrici e da Terna, finalizzato alla definizione sia delle specifiche tecniche delle apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione per le reti MT, sia dei criteri per l'attribuzione dell'origine dei buchi di tensione registrati sulle sbarre MT di cabina primaria. Il documento è disponibile per gli operatori dall'agosto 2012 ed è scaricabile dal sito dell'Autorità. Nel dicembre 2013 i lavori del Tavolo di lavoro sono stati ripresi per dare attuazione, anche in un'ottica di semplificazione, alle disposizioni relative alle modalità di accesso ai dati di monitoraggio e ai relativi obblighi di comunicazione all'Autorità da parte delle imprese distributrici. Al riguardo, l'obiettivo del Tavolo di lavoro è la realizzazione di una base dati unica nazionale, alimentata dai dati registrati dalle imprese distributrici, che RSE dovrà realizzare nell'ambito della Ricerca di sistema.

#### Continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11, è stata approvata la *Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia*

*elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015*, che promuove il miglioramento della qualità e della continuità del servizio di trasmissione di energia elettrica tramite un sistema incentivante (premi e penalità) riferito all'indicatore di energia non servita, calcolato su base nazionale. In attuazione della delibera ARG/elt 197/11, con la delibera 25 ottobre 2012, 435/2012/R/eel, sono stati definiti gli obiettivi di miglioramento annuo dell'indicatore di energia non servita, per il periodo 2012-2015.

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto una verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione, prevista dalla delibera 19 settembre 2013, 398/2013/E/eel, circa i dati di continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica comunicati dalla medesima impresa nell'anno 2013 e riferiti all'anno 2012.

A seguito dei dati comunicati da Terna e della predetta verifica ispettiva, con la delibera 20 marzo 2014, 118/2014/R/eel, l'Autorità ha determinato i premi relativi alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2012, complessivamente pari a 19.040.000 €.

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

Il decreto legislativo n. 93/11, in attuazione della direttiva 2009/72/CE, dispone che l'Autorità assicuri condizioni regolatorie appropriate per il funzionamento efficace e affidabile delle reti dell'elettricità, tenendo conto degli obiettivi a lungo termine.

In esito al documento per la consultazione 21 giugno 2012, 256/2012/R/eel, con la delibera 31 gennaio 2013, 28/2013/R/eel, è stato sviluppato il Titolo 6, *Indisponibilità degli elementi costituenti la RTN*, della delibera ARG/elt 197/11 e sono stati introdotti:

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

La nuova disciplina entrerà in vigore l'1 gennaio 2014 e prevede obblighi di pubblicazione da parte di Terna a decorrere dal giugno 2015. Con ciò l'Autorità ha inteso approfondire aspetti

che, pur non avendo una diretta ripercussione sulla continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica ai singoli utenti, incidono sulle economicità, efficienza ed efficacia del servizio di trasmissione nel suo complesso, ritenendo fondamentale disporre

di un quadro generale delle possibili condizioni che determinano una limitazione all'utilizzo della rete di trasmissione, al fine di una miglior comprensione dei vincoli operativi della rete e dei costi associati alle attività manutentive e di riparazione dei guasti.

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

### Tariffe per il servizio di trasmissione

Con la delibera 20 dicembre 2012, 565/2012/R/eel, l'Autorità, in sede di aggiornamento delle tariffe di trasmissione per l'anno 2013, ha confermato anche per il 2013 la struttura monomia della tariffa di trasmissione, avviando contestualmente approfondimenti in merito alle criticità segnalate da Terna in relazione alla possibilità di determinare in modo omogeneo e univoco la potenza disponibile nei punti di interconnessione.

In esito a tali approfondimenti, con il documento per la consultazione 17 ottobre 2013, 455/2013/R/eel, recante *Interventi straordinari di adeguamento della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica*, l'Autorità, con riferimento al servizio di trasmissione, ha proposto:

- il mantenimento, anche per i restanti anni del quarto periodo di regolazione (2014 e 2015), della struttura monomia della componente CTR applicata dal gestore del sistema di trasmissione nei punti di interconnessione con le reti di distribuzione, confermando contestualmente il meccanismo di garanzia dei ricavi della trasmissione, di cui all'art. 4 della delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08;
- l'introduzione della componente TRAS binomia per i clienti connessi in AT/AAT, sulla base del criterio di invarianza dei costi di trasmissione complessivamente attribuiti a tale categoria di clienti AT/AAT.

Con la delibera 19 dicembre 2013, 607/2013/R/eel, sono state aggiornate, per l'anno 2014, le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, sulla base dei criteri di regolazione tariffaria approvati con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 (*Allegato A, Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica - TIT*), per il periodo di regolazione 2012-2015.

Per quanto concerne il servizio di trasmissione, l'Autorità ha previsto in particolare di:

- confermare il mantenimento della struttura monomia della componente tariffaria CTR (di cui all'art. 16 del TIT);
- al fine di migliorare la *cost reflectivity* della struttura tariffaria e fornire ai clienti finali i segnali di costo connessi con l'effettivo impegno della rete, introdurre, a partire dall'anno 2014, la componente TRAS in forma binomia per le tipologie di utenza connesse in AT/AAT, sulla base del criterio di invarianza dei costi di trasmissione complessivamente attribuiti a tale tipologia di utenza, prevedendo in particolare che la componente in potenza (TRASP) sia definita in funzione della potenza impegnata dai medesimi clienti finali;
- rideterminare, ai fini dell'aggiornamento della componente CTR, i volumi di riferimento, assumendo i dati di consuntivo

relativi agli ultimi dodici mesi disponibili, al fine di tener conto dei minori volumi di energia movimentati sulla RTN;

- riconoscere a Terna gli investimenti afferenti all'opera di interconnessione tra Italia e Montenegro, attraverso una specifica componente tariffaria (maggiorazione della componente UC<sub>3</sub>) che garantisce una separata evidenza del gettito associato a tali investimenti, risolutivamente condizionando l'efficacia di tale riconoscimento all'eventuale parere negativo del Consiglio di Stato sulla valenza giuridica dell'Accordo intergovernativo tra Italia e Montenegro ai fini del riconoscimento tariffario degli oneri connessi con le opere situate oltre i confini nazionali.

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

Con la delibera ARG/elt 199/11 (comma 4.5), l'Autorità, nelle more dell'introduzione di una tariffa di trasmissione binomia, aveva prorogato per l'anno 2012 le disposizioni che prevedevano, per il periodo 2009-2011, un meccanismo facoltativo di garanzia sul livello dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione rispetto alla variabilità dei volumi di energia elettrica. Ai sensi di tali disposizioni, con la delibera 607/2013/R/eel, contestualmente all'aggiornamento delle tariffe di trasmissione per l'anno 2014, l'Autorità ha determinato le partite economiche a garanzia dei ricavi riconosciuti a Terna per il servizio di trasmissione per l'anno 2012.

Il meccanismo di garanzia dei ricavi riconosciuti, di cui all'art. 4 della delibera ARG/elt 188/08, è stato prorogato anche per il 2013 con la delibera 565/2012/R/eel, in considerazione del mantenimento della struttura monomia delle componenti CTR e TRAS. Con la già richiamata delibera 607/2013/R/eel, in considerazione della mancata introduzione della componente CTR binomia, l'Autorità ha confermato anche per gli anni 2014 e 2015, in un'ottica di stabilità regolatoria, il meccanismo di garanzia dei ricavi della trasmissione, di cui all'art. 4 della delibera ARG/elt 188/08, integrando le relative disposizioni nell'ambito del TIT.

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

Con la delibera 31 gennaio 2013, 40/2013/R/eel, l'Autorità ha individuato gli interventi di sviluppo della RTN, strategici per il

sistema elettrico nazionale, per il periodo 2012-2015, inclusi nella tipologia I=3, e le relative *milestone* e date obiettivo, in coerenza con il principio di selettività con particolare riferimento agli interventi volti a risolvere le principali congestioni presenti nel sistema elettrico italiano.

Con la delibera 24 ottobre 2013, 469/2013/R/eel, è stato accertato lo stato di raggiungimento delle *milestone* degli investimenti strategici di sviluppo della RTN relativi al primo semestre dell'anno 2013 e, in coerenza con le disposizioni di cui all'art. 29 del TIT e al punto 4 della delibera 40/2013/R/eel, è stato disposto il riconoscimento al gestore del sistema di trasmissione dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso, relative agli investimenti inclusi nella tipologia I=3, a valere sulle tariffe di trasmissione 2014.

#### Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Con riferimento al servizio di distribuzione, con la delibera ARG/elt 199/11, l'Autorità ha definito il quadro della regolazione tariffaria per l'accesso e l'uso delle reti di distribuzione di energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, confermando, in coerenza con i precedenti periodi di regolazione, il "disaccoppiamento" tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. "tariffa obbligatoria") e le tariffe definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributrice (c.d. "tariffe di riferimento").

Con la delibera 28 marzo 2013, 122/2013/R/eel (rettificata successivamente con la delibera 16 maggio 2013, 203/2013/R/com), sono state definite le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica e quelle relative alla copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione di energia elettrica, per l'anno 2013.

In relazione alle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione, con la citata delibera 122/2013/R/eel, l'Autorità ha:

- fissato i parametri delle tariffe di riferimento per l'anno 2012 nei confronti di 44 imprese distributrici rispetto alle quali, nella precedente delibera 26 aprile 2012, 157/2012/R/eel, non era stato possibile determinare le tariffe per indisponibilità o incongruità dei dati necessari alla loro determinazione;
- fissato i parametri delle tariffe di riferimento nei confronti di 106 imprese distributrici per l'anno 2013;
- rinviato la determinazione nei confronti di 21 imprese

distributrici in relazione alle quali permanevano incongruenze connesse con la determinazione del capitale investito.

In relazione a queste ultime 21 imprese, la medesima delibera 122/2013/R/eel ha disposto lo svolgimento di ulteriori opportuni approfondimenti istruttori, principalmente volti a verificare le informazioni patrimoniali dichiarate ai fini degli aggiornamenti tariffari.

Con la delibera 31 ottobre 2013, 479/2013/R/eel, è stato disposto il riconoscimento della maggiore remunerazione, di cui al comma 11.4 dell'Allegato A alla delibera 28 dicembre 2007, n. 348, per gli anni 2010 e 2011, in relazione agli investimenti incentivati entrati in esercizio negli anni 2008 e 2009 e aventi i requisiti di cui ai commi 11.5 e 11.6 del medesimo Allegato A.

In particolare, con la delibera 479/2013/R/eel è stato previsto il riconoscimento della maggiore remunerazione nei confronti di una impresa distributrice, mentre altre 24 imprese sono state escluse dal meccanismo di riconoscimento per mancanza dei suddetti requisiti di ammissibilità o per mancato invio della documentazione attestante i requisiti medesimi. È tuttora in corso un'istruttoria nei confronti di una impresa che ha inviato la documentazione nei termini previsti dal comma 1.4 della delibera 479/2013/R/eel.

Con riferimento alle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione di energia elettrica, l'Autorità, con la delibera 607/2013/R/eel, ha disposto l'aggiornamento per l'anno 2014 dei corrispettivi per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione sulla base dei criteri di regolazione tariffaria approvati con la delibera ARG/elt 199/11, per il periodo di regolazione 2012-2015.

In particolare, le tariffe relative al servizio distribuzione e di misura sono riviste su base annuale, prevedendo:

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

Nell'ambito dell'aggiornamento delle tariffe obbligatorie, con la delibera 607/2013/R/eel è stato anche aggiornato il tasso di

remunerazione del capitale investito netto relativo ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura per il biennio 2014 e 2015, come previsto dall'Allegato A e dall'Allegato B alla delibera ARG/elt 199/11.

Gli approfondimenti disposti dalla delibera 122/2013/R/eel, con riferimento alle 21 imprese per le quali la determinazione delle tariffe di riferimento per gli anni 2012 e 2013 risultava sospesa, sono stati conclusi in tempo utile per la definizione delle tariffe di riferimento relative al servizio di distribuzione e alla copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione per l'anno 2014, approvate con la delibera 3 aprile 2014, 154/2014/R/eel.

In particolare, preliminarmente alla determinazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2014, l'Autorità, con la delibera 3 aprile 2014, 152/2014/R/eel, ha rideterminato le tariffe di riferimento per l'anno 2012 e 2013 con riferimento alle imprese distributrici per le quali, alla data della delibera 122/2013/R/eel, non risultava completato l'iter procedurale finalizzato alla determinazione degli ammontari di perequazione specifica aziendale.

Con la delibera 3 aprile 2014, 153/2014/R/eel, inoltre, l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento per gli anni 2012 e 2013, relative alle imprese la cui tariffa era stata sospesa con la delibera 122/2013/R/eel. Sono rimaste sospese le tariffe di sole tre imprese distributrici, nei confronti delle quali gli approfondimenti istruttori non si sono conclusi in tempi compatibili con l'approvazione della delibera in oggetto.

La delibera 153/2014/R/eel prevede, peraltro, che le tariffe superiori al doppio del valore medio nazionale siano approvate in via provvisoria e, qualora risultino superiori al triplo del valore medio nazionale, siano limitate d'ufficio a tale valore triplo, salvo conferma, ovvero revisione, in esito alla conclusione di una apposita Indagine conoscitiva finalizzata ad acquisire maggiori elementi informativi riguardo alle cause che determinano, per alcune imprese, un livello di costi per utente, per lo svolgimento del servizio di distribuzione, significativamente più elevato della media nazionale.

Modifica del trattamento dei contributi a forfait e meccanismo di integrazione dei ricavi da contributi di connessione a forfait

Con le delibere 607/2013/R/eel e 154/2014/R/eel, l'Autorità ha dato corso alle proposte illustrate nel documento per la

consultazione 21 luglio 2011, DCO 29/11, e riprese nel più recente documento per la consultazione 455/2013/R/eel, prevedendo che, a partire dall'aggiornamento delle tariffe relative al servizio di distribuzione per l'anno 2014, i contributi a forfait per il servizio di connessione siano portati in detrazione dal capitale investito, anziché dai costi operativi.

Tale modifica è stata introdotta al fine di contenere i rischi di mancata copertura dei costi operativi sopportati dalle imprese distributrici a seguito della significativa contrazione delle richieste di connessione, dovuta al peggioramento della crisi economica. In tale contesto, infatti, a partire dall'anno 2012 si è registrato un progressivo scostamento tra il livello dei ricavi da connessione a forfait, attesi e presi a riferimento nella determinazione delle tariffe di riferimento, e quelli effettivamente incassati dalle imprese. Sempre al fine di contenere i rischi di mancata copertura dei costi operativi sopportati dalle imprese distributrici, la delibera 607/2013/R/eel ha previsto, per l'anno 2013, un meccanismo facoltativo di garanzia dei ricavi da contributi a forfait che incide sulla differenza tra i volumi di servizio stimati ed effettivi, in analogia ai meccanismi già attivati per il biennio 2010-2011, ai sensi della delibera 29 dicembre 2009, ARG/elt 203/09.

#### Regime di perequazione specifica aziendale

Nel corso del 2013, l'Autorità ha definito, secondo le modalità previste dalla delibera 22 giugno 2004, n. 96, il fattore di correzione specifico aziendale per l'anno 2004, destinato a coprire lo scostamento dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione riconosciuti dai vincoli tariffari, non coperti dai meccanismi del regime generale di perequazione, per le società di distribuzione elettrica AMEA ed EST Reti Elettriche.

Nel corso del medesimo anno, l'Autorità ha proceduto all'aggiornamento, ai sensi delle delibere 11 dicembre 2007, n. 316, e n. 348/07, del suddetto fattore per gli anni dal 2005 fino al 2011 per tutte le altre 12 imprese di distribuzione elettrica già ammesse al regime di perequazione specifica aziendale.

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

Nel corso del 2013 è proseguita l'attività finalizzata alla determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle

imprese elettriche minori non trasferite all'Enel. L'Autorità, a valle della conclusione delle istruttorie condotte dalla CCSE, ha approvato le delibere che fissano le aliquote di integrazione tariffaria per quattro imprese elettriche minori per l'anno 2011. La CCSE ha inoltre avviato le istruttorie per l'approvazione delle aliquote 2011 per le rimanenti imprese isolate. Con tali provvedimenti, l'Autorità ha recuperato per quasi tutte le imprese elettriche minori il ritardo nella determinazione di tali aliquote, riconducibile all'elevato ricorso al contenzioso giudiziario da parte delle imprese regolate, nonché alle conseguenti difficoltà istruttorie.

#### Reti interne d'utenza

Con riferimento alle Reti interne d'utenza (RIU) di cui alla legge n. 99/09, la prima delibera di censimento delle RIU, ARG/elt 52/10 del 12 aprile 2010, ha previsto che l'Autorità valuti le future richieste di inserimento nel novero delle RIU e ne trasmetta l'elenco aggiornato al Ministero dello sviluppo economico. Inoltre, nell'ambito dei compiti che la predetta legge affida all'Autorità, vi è quello di vigilanza sul corretto rispetto della disciplina in materia di RIU.

In particolare:

- a seguito del procedimento avviato con le delibere 7 febbraio 2013, 44/2013/R/eel, e 22 maggio 2013, 213/2013/R/eel, l'Autorità ha escluso la rete della società Cofely Italia dall'elenco delle RIU;
- con le delibere 6 febbraio 2014, 37/2014/R/eel, 38/2014/R/eel e 39/2014/R/eel, l'Autorità ha archiviato le istanze di modifica delle RIU della società Versalis di Venezia Porto Marghera e di Porto Torres, nonché della società Fiat Group Purchasing di Pomigliano d'Arco e Acerra;
- con la delibera 6 febbraio 2014, 43/2014/R/eel, l'Autorità ha archiviato l'istanza per l'inserimento della rete della società Munksjo Italia nel novero delle RIU;
- con le delibere 6 febbraio 2014, 41/2014/R/eel e 42/2014/R/eel, l'Autorità ha aggiornato i soggetti titolari delle RIU situate nei comuni di Castelmassa e di Fossalta di Portogruaro.

#### Regolazione dell'energia reattiva

Con la delibera ARG/elt 199/11, inerente sia alle disposizioni per

l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, sia alle disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, l'Autorità ha stabilito di procedere, con successivi provvedimenti, alla regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo.

A tal fine, con la delibera 2 maggio 2013, 180/2013/R/eel, è stata definita la regolazione tariffaria per i prelievi di energia reattiva nei punti di prelievo connessi in media e bassa tensione che decorrerà dal 2016, al fine di consentire ai clienti finali di adeguare i propri impianti, e permettere alle imprese di distribuzione e vendita di adeguare i propri sistemi di misura e fatturazione, rinviando a un successivo provvedimento la puntuale determinazione dei corrispettivi.

La stessa delibera ha inoltre disposto lo svolgimento dei necessari approfondimenti, attualmente in corso, per la fissazione delle regole da applicare ai prelievi di energia reattiva nelle reti in alta e altissima tensione, ai transiti di energia reattiva nei punti di interconnessione tra reti e alle immissioni di energia reattiva nei punti di prelievo, ai fini dell'adozione di provvedimenti per la fissazione delle regole per il quinto periodo di regolazione.

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

A seguito degli eventi sismici che, a partire dal 20 maggio 2012 e nei giorni successivi, hanno interessato le regioni Emilia Romagna, Lombardia e Veneto, coinvolgendo 86 comuni delle province di Bologna, Ferrara, Mantova, Modena, Reggio Emilia e Rovigo, e in considerazione della normativa primaria, l'Autorità, nel corso dell'anno 2012, in analogia a quanto realizzato in passato per l'evento sismico dell'Aquila, è intervenuta con differenti provvedimenti a favore delle popolazioni colpite.

Dopo i primi provvedimenti d'urgenza del 2012, volti principalmente alla sospensione sia dei termini di pagamento delle fatture relative alla fornitura di energia elettrica, di gas e del servizio idrico integrato, sia dei termini di scadenza per la presentazione delle domande di rinnovo del bonus elettrico e del bonus gas per i clienti residenti nei comuni interessati dai fenomeni sismici, nell'anno 2013 l'Autorità ha emanato provvedimenti volti a introdurre agevolazioni tariffarie e conseguenti meccanismi

perequativi per la copertura di tali agevolazioni.

Con le delibere 16 gennaio 2013, 6/2013/R/com, e 15 marzo 2013, 105/2013/R/com, l'Autorità, dando attuazione a quanto previsto dall'art. 8, comma 2, del decreto legge 6 giugno 2012, n. 74, ha stabilito che le popolazioni colpite dal sisma del 20 maggio 2012 abbiano diritto a rateizzazioni automatiche senza interessi, per un periodo minimo di due anni (un anno per il servizio idrico), da applicarsi sia alle forniture in servizio di tutela, sia sul libero mercato, oltre che all'azzeramento dei costi per eventuali nuovi connessioni, subentri o voltture, richiesti da soggetti la cui abitazione è inagibile, e alla riduzione del 50% delle tariffe di rete e degli oneri generali in bolletta.

In ragione del protrarsi delle difficoltà sociali ed economiche connesse con gli eventi sismici che gravano sui ceti meno abbienti, a seguito di una specifica segnalazione del Presidente della Regione Emilia Romagna, in qualità di commissario delegato ai sensi dell'art. 1, comma 2, del decreto legge n. 74/12, con la delibera 21 novembre 2013, 529/2013/R/com, l'Autorità ha adottato ulteriori forme di tutela per i clienti ancora ubicati in moduli temporanei abitativi, adibiti a civile abitazione, situati nei comuni danneggiati dagli eventi sismici, prevedendo per il periodo invernale ulteriori agevolazioni tariffarie a loro favore.

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

Con la delibera 9 maggio 2013, 194/2013/R/eel, l'Autorità, tenendo conto delle osservazioni pervenute dalla Sogin e dai ministeri interessati, ha approvato i criteri di efficienza economica per il secondo periodo di regolazione che va dall'1 gennaio 2013 al 31 dicembre 2016. Con la delibera 22 maggio 2013, 223/2013/R/eel, l'Autorità ha altresì determinato a consuntivo gli oneri nucleari per l'anno 2012.

La definizione dei parametri quantitativi ai fini dell'applicazione dei criteri di efficienza economica del secondo periodo di regolazione, nonché delle *milestone* per il meccanismo di premio/penalità legato all'avanzamento delle attività di smantellamento, è stata tuttavia condizionata dalle problematiche emerse in sede di aggiornamento del programma a vita intera da parte della Sogin, e si è conclusa solo alla fine dell'anno 2013 con l'approvazione della delibera 27 dicembre 2013, 632/2013/R/eel, che ha fissato:

- le *milestone* per gli anni 2014-2016 ai fini del calcolo del

premio/penalità (in considerazione della data di approvazione del provvedimento, il meccanismo di premio/penalità è stato annullato per l'anno 2013);

- i driver e i parametri quantitativi di base per il riconoscimento a consuntivo dei costi commisurabili;
- i parametri quantitativi di base e l'obiettivo di recupero di produttività (X) per il riconoscimento a consuntivo dei costi efficientabili.

Le milestone per gli anni 2014-2016 sono state fissate tenendo conto degli esiti di un Tavolo tecnico di confronto con l'ISPRA e il Ministero dello sviluppo economico e la medesima Sogin. L'Autorità ha altresì determinato a preventivo gli oneri nucleari per l'anno 2013 (vedi la delibera 21 novembre 2013, 527/2013/R/eel).

Nel corso del 2013, sono state inoltre adottate alcune misure legislative che hanno inciso sulle disponibilità finanziarie del Conto  $A_2$ .

L'art. 15, comma 3, lettera g), del decreto legge 31 agosto 2013, n. 102 (c.d. "decreto IMU") ha previsto che agli oneri derivanti dal medesimo decreto si provveda, «quanto a 300 milioni di euro, per l'anno 2013, mediante il versamento all'entrata del Bilancio dello Stato pari a 300 milioni di euro, a valere sulle disponibilità dei conti bancari di gestione riferiti alle diverse componenti tariffarie, intestati alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con apposita delibera, provvede a imputare la suddetta somma a riduzione delle disponibilità dei predetti conti, assicurando l'assenza di incrementi tariffari».

A tal proposito, si ricorda che già da diversi anni è previsto che parte del gettito della componente tariffaria  $A_2$  e della componente tariffaria MCT sia destinata direttamente al Bilancio dello Stato, in virtù di quanto previsto dalle leggi finanziarie 2005 e 2006 (legge 30 dicembre 2004, n. 311, e legge 23 dicembre 2005, n. 266), per un totale di circa 135 milioni/anno (100 in capo al Conto  $A_2$  e 35 in capo al Conto MCT).

A seguito del ricevimento, in data 2 dicembre 2013, della richiesta, da parte del Ministero dell'economia e delle finanze, di versamento al Bilancio dello Stato della somma di 300 milioni prevista dal "decreto IMU", con la delibera 19 dicembre 2013, 605/2013/R/com, l'Autorità ha disposto che i suddetti oneri siano posti a carico dei Conti  $A_2$  e MCT, utilizzando transitoriamente le somme già raccolte per far fronte al pagamento degli oneri relativi alle

leggi finanziarie 2005 e 2006 di competenza degli anni 2011, 2012 e, in quota parte, 2013.

Poiché le somme di cui sopra dovranno essere ricostituite, a norma di legge, senza dar luogo a incrementi tariffari, in futuri aggiornamenti nel corso del 2014 l'Autorità rinvierà possibili riduzioni delle componenti tariffarie interessate per un valore e un periodo coerente con l'importo da ricostituire.

In data 7 novembre 2013 è, altresì, pervenuto all'Autorità lo schema di decreto ministeriale, recante modalità e termini per i versamenti da parte della CCSE delle somme destinate all'entrata del Bilancio dello Stato, per l'anno 2011, ai sensi delle ricordate leggi finanziarie 2005 e 2006. Con la delibera 27 dicembre 2013, 646/2013/I/com, l'Autorità ha espresso parere favorevole al suddetto schema di decreto, condizionandolo al trattenimento transitorio di 135 milioni di euro dai versamenti spettanti al GSE da parte della CCSE, in relazione alle partite afferenti al Conto  $A_3$ .

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

Nel 2013 è stato confermato il progressivo peggioramento del fabbisogno economico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (Conto  $A_3$ ), già evidenziato nel corso dell'anno precedente (vedi pag. 59, vol. II, della *Relazione Annuale* 2013). Inoltre, nel 2013 la domanda di energia elettrica ha registrato, analogamente al 2012, una ulteriore dinamica negativa rispetto all'anno precedente, con una conseguente riduzione del gettito delle componenti tariffarie direttamente applicate al consumo.

Nel corso del 2013 l'Autorità ha, pertanto, attuato l'adeguamento graduale e programmato della componente tariffaria  $A_3$ , iniziato con la delibera 27 settembre 2012, 383/2012/R/com, con l'obiettivo di assicurare la copertura degli oneri di competenza 2013 e di ottenere un gettito adeguato a compensare il deficit accumulato nel periodo ante 2012 (pari a circa 1,5 miliardi di euro). Nella seconda parte dell'anno, detto percorso è stato definito tenendo conto anche degli oneri in quel momento stimabili, in capo al Conto  $A_3$ , per l'anno successivo (2014), nella prospettiva di una tendenziale stabilizzazione nel medio termine dell'aliquota della medesima componente tariffaria.

In totale, nel corso del 2013, l'aliquota della componente tariffaria  $A_3$  è stata aumentata di circa il 16% (aliquota IV trimestre 2013

rispetto all'aliquota IV trimestre 2012). L'aliquota prevista a partire dal IV trimestre 2013 è stata dimensionata per ottenere un gettito annuo di oltre 13 miliardi di euro. A tali livelli la componente tariffaria  $A_3$ , nella spesa annua dell'utente domestico tipo, è

più onerosa della somma di tutti i corrispettivi per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura.

La tavola 2.1 sintetizza gli oneri posti in capo al Conto  $A_3$  nel 2013 (dati di preconsuntivo), confrontati con quelli del 2012.

TAV. 2.1

Dettaglio degli oneri  $A_3$

Milioni di euro

| ONERI DI COMPETENZA                                        | 2012         |              | 2013          |              |
|------------------------------------------------------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
|                                                            | VALORE       | QUOTA %      | VALORE        | QUOTA %      |
| Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6           | 406          | 4.1          | 387           | 3.2          |
| Ritiro certificati verdi                                   | 1.392        | 14.0         | 1.409         | 11.8         |
| Fotovoltaico                                               | 6.161        | 61.8         | 6.616         | 55.4         |
| Ritiro dedicato                                            | 80           | 0.8          | 338           | 2.8          |
| Tariffa onnicomprensiva                                    | 786          | 7.9          | 1.521         | 12.7         |
| FER incentivi amministrati ex decreto legislativo n. 28/11 | 0            | 0.0          | 62            | 0.5          |
| Funzionamento GSE e altro                                  | 26           | 0.3          | 10            | 0.1          |
| Scambio sul posto                                          | 93           | 0.9          | 104           | 0.9          |
| <b>TOTALE RINNOVABILI</b>                                  | <b>8.944</b> | <b>89.7</b>  | <b>10.447</b> | <b>87.4</b>  |
| Compravendita energia elettrica assimilata CIP6            | 724          | 7.3          | 633           | 5.3          |
| Oneri CO <sub>2</sub> assimilate                           | 198          | 2.0          | 85            | 0.7          |
| Copertura certificati verdi assimilate                     | 43           | 0.4          | 113           | 0.9          |
| Risoluzione CIP6                                           | 64           | 0.6          | 456           | 3.8          |
| <b>TOTALE ASSIMILATE</b>                                   | <b>1.029</b> | <b>10.3</b>  | <b>1.287</b>  | <b>10.8</b>  |
| Conguagli CIP6 per effetto di contenziosi e deroghe        |              |              | 218           | 1.8          |
| <b>TOTALE ONERI <math>A_3</math></b>                       | <b>9.973</b> | <b>100,0</b> | <b>11.952</b> | <b>100,0</b> |

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

Fino al 31 dicembre 2013, le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema sono state applicate in misura ridotta per le attività ad alto consumo elettrico, identificate unicamente sulla base dei livelli di consumo, in applicazione di quanto previsto dall'ultimo periodo dell'art. 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Già nel 2012 l'Autorità, a valle dell'attività ricognitiva sulla ripartizione tra le varie categorie di utenze del carico relativo agli oneri generali di sistema (delibera 26 aprile 2012, 159/2012/R/com), aveva evidenziato sia un aggravio sui clienti in bassa tensione, in particolare su quelli non domestici, a vantaggio delle utenze in alta e altissima tensione, sia l'inadeguatezza del criterio di agevolazione basato esclusivamente sui livelli di consumo (comunicazione 13 dicembre 2012 dell'Autorità al Ministro dello sviluppo economico e al Ministro dell'economia e delle finanze).

Le sopra ricordate disposizioni del decreto legislativo n. 79/99 sono state modificate con il decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro dello sviluppo economico, del

5 aprile 2013, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge n. 83/12, convertito con modificazioni con la legge n. 134/12. Detto decreto ha individuato due tipologie di "imprese energivore":

- le imprese con un utilizzo annuo di energia elettrica o di altra energia, pari ad almeno 2,4 GWh, e contemporaneamente un'incidenza del costo dell'energia complessivamente utilizzata nell'anno, rispetto al fatturato, non inferiore al 3% (imprese a forte consumo di energia);
- le imprese con un utilizzo annuo di energia elettrica pari ad almeno 2,4 GWh e contemporaneamente un'incidenza del costo dell'energia elettrica utilizzata, rispetto al fatturato, non inferiore al 2% (imprese a forte consumo di energia elettrica).

Il decreto 5 aprile 2013 istituisce presso la CCSE l'elenco delle imprese energivore di entrambe le tipologie, aggiornato annualmente sulla base delle dichiarazioni, da parte delle imprese interessate, relativamente ai dati di fatturato e ai costi energetici dell'anno precedente. Le modalità operative per la costituzione