

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

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

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

- la separazione contabile delle attività oggetto di copertura tramite la componente tariffaria A₁, ovvero tramite altre componenti tariffarie stabilite dall'Autorità.

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

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

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

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

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

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

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

Regolamentazione delle reti

Regolamentazione tecnica: servizio di dispacciamento

Revisione delle regole per il dispacciamento

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

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

- la modalità per la selezione e la remunerazione dei servizi di flessibilità introdotti dall'art. 34, comma 7-bis, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, «*al fine di garantire una maggiore efficienza delle infrastrutture energetiche nazionali e di contenere gli oneri indiretti dovuti alla crescita delle fonti rinnovabili non programmabili*»;
- il trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza².

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Servizio di riduzione dei prelievi nelle isole maggiori

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

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

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

Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti

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

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

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

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

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

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

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

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

dell'entrata in vigore del menzionato provvedimento.

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

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

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

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

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

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

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

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regimi alternativi

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

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

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

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

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

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

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

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

Remunerazione transitoria della disponibilità di capacità produttiva

La vigente disciplina di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, di cui all'Allegato A della delibera 27 marzo 2004, n. 48³, all'articolo 36 prevede il riconoscimento del "corrispettivo S" all'utente del dispacciamento di ciascuna delle unità di produzione ammesse alla remunerazione di capacità produttiva. Detto corrispettivo è eventuale e rappresenta un'integrazione dei ricavi conseguibili dal singolo produttore nei mercati *spot* all'ingrosso, qualora i citati proventi, su base annua, risultino inferiori al livello di riferimento posto convenzionalmente pari ai ricavi che si sarebbero ottenuti, a parità di produzione, nel regime amministrato. Il citato articolo 36 prevede altresì che, a partire dall'anno 2010, l'ulteriore corrispettivo S sia riconosciuto a ciascun operatore di mercato, con riferimento alla parte della capacità nella

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

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

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

Nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 23 novembre 2012 ha fissato, per l'anno termico 2012-2013, in 18 milioni di m³/giorno, il contributo di contenimento dei consumi di gas naturale da parte del settore termoelettrico nelle situazioni di emergenza gas, precisando che ciò si traduce in un fabbisogno di potenza elettrica netta, alimentabile con olio combustibile e con altri combustibili diversi dal gas naturale, pari a 4.470 MW.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Regolamentazione tecnica: norme in materia di qualità dei servizi

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Aggiornamento della regolazione vigente della qualità della tensione

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

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

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

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

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

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

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

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

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

in luogo dei 15 previsti per la generalità delle utenze;

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

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

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

Qualità e continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

La delibera 27 dicembre 2007, n. 341, ha disciplinato la regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011 e ha introdotto, per il biennio 2010-2011, sia la regolazione incentivante la riduzione dell'energia non servita, attraverso un indicatore calcolato su base nazionale, sia il numero di interruzioni per utente, attraverso un indicatore calcolato per ognuna delle otto aree operative territoriali di Terna⁵.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti

Tariffe per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura

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

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

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

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

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

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

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

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

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

prevalentemente connesse con la determinazione del capitale investito.

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

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

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

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

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

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

Meccanismi di garanzia dei ricavi riconosciuti per la trasmissione

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

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

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

Con la delibera 31 maggio 2012, 228/2012/R/eel, l'Autorità ha proceduto all'accertamento dello stato di raggiungimento degli obiettivi intermedi (*milestone*) degli interventi di sviluppo della RTN relativi all'anno 2011, approvati con la delibera 5 agosto 2010, ARG/elt 130/10; ciò confermando il riconoscimento dell'incentivazione sulle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2010 e relative alla tipologia di investimenti I=3⁶, già inclusa nelle tariffe di trasmissione 2012. L'Autorità ha in particolare verificato che, sul numero complessivo di 21 *milestone* oggetto di verifica, 20 erano da considerarsi raggiunte, con un valore pesato delle *milestone* conseguite pari al 99%.

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

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

costi sostenuti.

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

Regime di perequazione specifica aziendale

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

Con la medesima delibera, l'Autorità ha prorogato, sempre al 31 agosto 2012, i termini per la presentazione delle istanze al regime previsto dalla delibera 22 marzo 2012, 101/2012/R/eel. Detto regime è finalizzato all'individuazione dei meccanismi di gradualità per la valorizzazione delle efficienze conseguite dalle imprese elettriche minori⁷ che, ai sensi dell'art. 38, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11, non svolgono l'attività di produzione e hanno aderito al regime di perequazione generale e specifica aziendale.

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

Regolamentazione del servizio di misura

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

⁶ La tipologia di investimenti I=3 comprende, ai sensi dell'art. 22, comma 5, dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 199/11, TIT: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto relativi a progetti strategici per il sistema energetico, volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato o a incrementare la *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche, come individuati ai sensi del comma 2.7: 2% per 12 anni

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

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

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

Tale scelta regolatoria, da un lato, ha lo scopo di ridurre le problematiche causate dalle difficoltà di interazione tra produttore e gestore di rete dalle quali potrebbe nascere l'impossibilità di telelettura delle apparecchiature medesime⁸; dall'altro, ha il fine di garantire una maggiore sicurezza nella

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

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

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

La delibera 565/2012/R/eel ha apportato alcune modifiche e integrazioni al citato TIME, tra cui la ridefinizione delle responsabilità nell'erogazione del servizio di misura con riferimento ai diversi segmenti della catena del valore, primo tra tutti quello per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta⁹.

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

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

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

Tariffe per il servizio di connessione con le reti elettriche

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

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

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

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

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

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

Regolamentazione del tasso di interesse di mora

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

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

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

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

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