

Unbundling

Regolazione dell'unbundling

Separazione funzionale

Con la delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha emanato nuove disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale (*unbundling*) per i settori dell'energia elettrica e del gas, approvando il relativo allegato *Testo integrato di unbundling funzionale* (TIUF), in conformità con le disposizioni del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, e delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE. Il nuovo TIUF, che sostituisce la previgente disciplina contenuta nella delibera 18 gennaio 2007, n. 11, prevede alcune importanti novità, tra le quali:

- la modifica della definizione di impresa verticalmente integrata operante nel settore dell'energia elettrica e del gas, alla luce di quella contenuta nelle direttive comunitarie e nel decreto legislativo di recepimento delle medesime, nonché dell'esigenza di meglio definire l'ambito dell'impresa verticalmente integrata, facendo riferimento ad un'interpretazione estensiva, basata sulla nozione di gruppo societario che ricomprenda anche il caso di controllo esercitato sia da persona fisica sia da ente pubblico economico e non economico;
- il raccordo delle disposizioni adottate dall'Autorità, riguardo alla certificazione del gestore del sistema di trasmissione di energia elettrica e dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale, con le norme relative alla separazione funzionale previste per le altre imprese operanti nei servizi infrastrutturali, stabilendo che, per i suddetti gestori, gli obblighi imposti dalle decisioni di certificazione adottate dall'Autorità debbano sostituire, in maniera definitiva, gli altri obblighi di separazione funzionale;
- la previsione, per le imprese di trasporto regionale del gas esentate dalle procedure di certificazione dal decreto legislativo n. 93/11, del mantenimento di specifici obblighi di separazione, almeno di tipo funzionale, in considerazione della natura delle operazioni condotte da tali imprese, analogamente a quelli previsti per i gestori di distribuzione del gas naturale con più di 100.000 clienti allacciati;
- l'integrazione degli obblighi di separazione funzionale a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione del gas naturale con più di 100.000 clienti allacciati e per i gestori dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica indipendentemente dalla loro dimensione, alla luce delle scelte operate dal legislatore nazionale nel decreto legislativo n. 93/11;
- la previsione degli obblighi di separazione funzionale a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione del gas naturale con meno di 100.000 clienti allacciati, in conformità al decreto legislativo n. 93/11;
- l'introduzione di nuovi obblighi di separazione, secondo il dettato normativo del decreto legislativo n. 93/11, in relazione alle politiche di comunicazione e di marchio per la generalità dei distributori di energia elettrica e di gas naturale, indipendentemente dalla loro dimensione o dalla loro forma societaria, imponendo una completa separazione, senza alcun rischio di confusione, tra l'attività di vendita e di distribuzione dell'energia elettrica e di gas naturale e tra l'attività di vendita di energia elettrica nel mercato libero e il servizio di maggior tutela;

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

- la revisione degli obblighi a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione, sia nel settore dell'energia elettrica sia nel settore del gas naturale, in materia di riservatezza nel trattamento delle informazioni commercialmente sensibili.

Gli obblighi di separazione funzionale si applicano a partire dall'1 gennaio 2016, mentre quelli relativi alla separazione del marchio e delle politiche di comunicazione si applicano a partire dal 30 giugno 2016. Tempi più lunghi sono previsti solo per le imprese di minori dimensioni.

Manuale di contabilità regolatoria

Con la determina 4 giugno 2015, 8/2015 – DIUC, è stato pubblicato il *Manuale di contabilità regolatoria (Manuale)*

finalizzato alla redazione dei conti annuali separati per gli esercenti nel settore dell'energia elettrica e del gas, di cui all'Allegato A alla delibera 22 maggio 2014, 231/2014/R/com, recante *Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in merito agli obblighi di separazione contabile (unbundling contabile) per le 24 imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e relativi obblighi di comunicazione (TIUC)*.

Il *Manuale* fornisce le indicazioni tecniche necessarie alla redazione dei conti annuali separati e, più in generale, all'applicazione delle disposizioni del sopraccitato TIUC. Il *Manuale* è frutto, in primo luogo, dei contributi forniti nell'ambito del tavolo di lavoro istituito con gli operatori di settore e di un'analisi di *best practices* condotta dagli Uffici dell'Autorità sui conti annuali separati raccolti nel corso degli anni.

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

Regolazione tecnica: servizio di dispacciamento

Modifiche e integrazioni alla disciplina dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto

Con la delibera 29 ottobre 2015, 510/2015/R/eel, l'Autorità ha approvato la proposta di regolamento delle procedure concorsuali per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto (CCC e CCP), riferite all'anno 2016, trasmessa da Terna che, con cadenza annuale, organizza dette procedure.

Il CCC è uno strumento di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto tra una zona e l'*hub* nazionale, ossia il Prezzo unico nazionale. Il CCP, introdotto dal 2010, è uno strumento di copertura del rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto tra un polo di produzione limitata e la zona adiacente.

Il regolamento delle procedure concorsuali riferite all'anno 2016 presenta, rispetto a quello in vigore per l'anno 2015, le seguenti innovazioni:

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

- la modifica del meccanismo di calcolo della capacità produttiva delle unità di produzione di tipo solare, eolico e idroelettrico, al fine di tener conto della stagionalità tipica di tali unità;
- l'incremento del limite di transito tra le zone Centro-Sud e Centro-Nord per tenere conto, nel calcolo della soluzione di ottimo per l'assegnazione dei CCC e dei CCP, dei risultati conseguibili con il nuovo algoritmo utilizzato per la risoluzione del Mercato del giorno prima (MGP) (c.d. "algoritmo *Euphemia*"). Tale algoritmo consente, infatti, una maggiore possibilità di transito tra le zone Centro-Sud e Centro-Nord rispetto al passato, mediante la gestione di un modello di rete che presenta una configurazione a maglia chiusa, costituita dal collegamento delle zone Centro-Sud e Centro-Nord alla zona Sardegna.
- la riduzione delle quantità massime approvvigionabili da 500 MW a 200 MW per la Sicilia e da 500 MW a 400 MW per la Sardegna;
- la fissazione di una valorizzazione annua del servizio pari a 170.000 €/MW/anno, in luogo del premio definito in esito a procedure concorsuali, il cui valore massimo era pari a 300.000 €/MW/anno.

Inoltre, ai fini dell'approvvigionamento del servizio di superinterrompibilità nel mese di gennaio 2016, i contratti per la fornitura di tale servizio vigenti alla data del 31 dicembre 2015 sono stati modificati, previa accettazione dell'operatore interessato, prevedendo sia la proroga della scadenza al giorno 31 gennaio 2016 sia la valorizzazione del servizio a un premio pari a un dodicesimo del premio annuo indicato dal decreto legge n. 210/15.

Servizio di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica

I servizi di interrompibilità costituiscono parte integrante del sistema di difesa della rete nazionale e rappresentano uno degli strumenti di cui Terna dispone per la gestione in sicurezza del sistema elettrico e per mitigare, in particolare, il rischio di distacco del carico diffuso. Nel novero dei servizi di interrompibilità è incluso il servizio di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica (c.d. "di superinterrompibilità"), dedicato alle macrozone Sicilia e Sardegna. L'art. 3, comma 2, lett. a), del decreto legge 30 dicembre 2015, n. 210, convertito con modificazioni dalla legge 25 febbraio 2016, n. 21, ha previsto, tra l'altro, che:

- per esigenze di sicurezza nelle isole maggiori il servizio di superinterrompibilità sia prorogato fino al 31 dicembre 2017;
- l'Autorità provveda ad aggiornare le condizioni del servizio per il nuovo biennio per quantità massime pari a 400 MW in Sardegna e a 200 MW in Sicilia, con l'assegnazione a una valorizzazione annua del servizio stesso pari a 170.000 €/MW/anno.

Con la delibera 4 gennaio 2016, 1/2016/R/eel, l'Autorità ha aggiornato la disciplina per l'approvvigionamento a termine del servizio di superinterrompibilità, per il periodo febbraio 2016 – dicembre 2017. Le principali innovazioni introdotte riguardano:

- la previsione di un meccanismo di assegnazione *pro quota* in caso di offerte complessivamente superiori alle quantità massime;

Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

La sentenza del Consiglio di Stato 20 marzo 2015, n. 1532, ha annullato, per difetto di motivazione sull'urgenza e difetto di consultazione, le delibere 2 agosto 2012, 342/2012/R/eel, e 28 giugno 2013, 285/2013/R/eel, con le quali erano stati adottati interventi urgenti in materia di contenimento degli oneri di dispacciamento dovuti alla sistematica distorsione dei prezzi di sbilanciamento.

Nelle more della riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti, delineata nel documento per la consultazione 7 agosto 2013, 368/2013/R/eel, l'Autorità, con il documento per la consultazione 9 aprile 2015, 163/2015/R/eel, ha formulato alcune proposte per correggere le distorsioni che caratterizzano il meccanismo in vigore per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento. Le misure proposte riguardano:

- l'esclusione delle offerte accettate nel mercato del bilanciamento per la riserva secondaria dal calcolo dei prezzi di sbilanciamento;
- l'esclusione, dal calcolo del segno e del prezzo, di tutte le movimentazioni per servizi diversi dalla riserva secondaria, che non dipendono dallo sbilanciamento aggregato orario della macrozona.

Per definire gli aspetti di dettaglio della riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti delineata nel documento per la

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

consultazione 368/2013/R/eel, si è ritenuto opportuno attendere la piena definizione delle disposizioni del futuro Codice di rete europeo per il bilanciamento (*Balancing Network Code*). Detto Codice, la cui entrata in vigore è attesa entro la fine del 2016, introdurrà, infatti, disposizioni vincolanti volte ad assicurare l'integrazione dei mercati di bilanciamento dei singoli Stati membri, che richiederanno una revisione dell'attuale disciplina del dispacciamento.

Con la delibera 9 luglio 2015, 333/2015/R/eel, l'Autorità ha avviato inoltre un procedimento per l'adozione di una disciplina degli sbilanciamenti relativa agli anni 2012, 2013 e 2014, in cui hanno trovato applicazione le delibere 342/2012/R/eel, 30 maggio 2013, 239/2013/R/eel, e 285/2013/R/eel, poi annullate dal Consiglio di Stato. Alla delibera hanno fatto seguito due documenti per la consultazione (24 settembre 2015, 445/2015/R/eel, e 17 dicembre 2015, 623/2015/R/eel) con i quali l'Autorità ha proposto i propri orientamenti per tutelare gli utenti che, nel periodo in questione, hanno confidato senza colpa nell'applicazione della regolazione degli sbilanciamenti coerente con le finalità e le funzioni del servizio di dispacciamento sopra descritte, e senza porre in essere condotte speculative, garantendo l'attuazione della normativa del servizio di dispacciamento in linea con le predette finalità.

Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti

Indagine di settore avviata dalla Commissione europea sui meccanismi di remunerazione della capacità produttiva

Nel mese di aprile 2015 la Commissione europea ha avviato un'indagine settoriale sugli aiuti di Stato sotto forma di meccanismi di remunerazione della capacità produttiva, volta ad acquisire informazioni per valutare l'idoneità di tali meccanismi e a garantire un approvvigionamento sufficiente di energia elettrica senza distorsioni degli scambi e della concorrenza. L'indagine integra

Istituzione del progetto interdirezionale RDE

Con la delibera 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel, l'Autorità ha dato avvio ad un progetto interdirezionale finalizzato alla predisposizione di una riforma organica della disciplina del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica (progetto RDE). In particolare, al progetto è stato affidato il compito di sviluppare la nuova regolazione del servizio, in attuazione degli indirizzi espressi dall'Autorità nel *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, integrando quanto previsto sul tema dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n.102, e garantendo la conformità al quadro regolatorio europeo in fase di definizione (regolamento sul mercato di bilanciamento).

Al progetto RDE sono state affidate anche la gestione ordinaria della regolazione del servizio e la supervisione della partecipazione del sistema italiano al progetto TERRE (*trans-european replacement reserve exchange*) per lo scambio di riserva terziaria tra i diversi sistemi elettrici europei, teso ad anticipare i modelli di integrazione transfrontaliera dei mercati di bilanciamento che saranno resi obbligatori dal futuro regolamento europeo in materia.

la strategia *Unione dell'energia* della Commissione, contribuendo a perseguire l'obiettivo di rendere le forniture energetiche più sicure e affidabili e ponendo le basi per stabilire se i meccanismi di approvvigionamento della capacità siano pro-concorrenziali e basati su un approccio di mercato, come indicato nelle *Linee guida comunitarie in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020*, in vigore dal mese di luglio 2014.

Nell'ambito dell'Indagine, la Commissione ha inviato un questionario alle Autorità pubbliche e agli operatori di rete di un campione

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

rappresentativo di Stati membri che hanno adottato o intendono adottare meccanismi di approvvigionamento della capacità (Belgio, Croazia, Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Italia, Polonia, Portogallo, Spagna e Svezia), invitando tali soggetti a presentare osservazioni alle conclusioni preliminari dell'Indagine alla fine del 2015. I risultati finali dovrebbero essere pubblicati nel corso del 2016.

Nel mese di giugno 2015 l'Autorità, che è stata inclusa nel novero dei destinatari del questionario, ha trasmesso alla Commissione le proprie considerazioni, pubblicate con la relazione *Sector inquiry on capacity mechanisms in the electricity sector - Risposte al questionario inviato dalla Commissione europea all'Autorità*.

Mercato della capacità

Per una dettagliata illustrazione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità, si rinvia al Capitolo 2, Volume II, della *Relazione Annuale 2015*.

Al fine di accelerare gli effetti pro-competitivi e di garanzia per l'adeguatezza del sistema elettrico connessi all'avvio del Mercato per la remunerazione della capacità (CRM), nel marzo 2015 l'Autorità ha formulato al Ministro dello sviluppo economico una proposta di revisione della disciplina del medesimo Mercato (delibera 10 marzo 2015, 95/2015/l/eel).

Regolazione tecnica: servizio di trasporto

Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica

Con la delibera 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel, sono stati approvati i Capitoli del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica relativi al Glossario delle definizioni, alla disciplina delle garanzie per l'accesso al servizio di trasporto e alla disciplina della fatturazione del servizio e dei relativi pagamenti. L'approvazione del Codice di rete, che definisce le condizioni generali di contratto tra le imprese distributrici e gli

La proposta prevede l'articolazione del processo in due fasi: una prima attuazione semplificata da avviare in tempi rapidi, entro la fine del 2016, ed una seconda fase più articolata, costruita in modo da consentire la partecipazione attiva sia della domanda sia dei produttori esteri.

Subito dopo la formulazione di questa proposta da parte dell'Autorità, nell'aprile del 2015 la Commissione europea ha avviato un'analisi di questi strumenti sotto il profilo della conformità con le *Linee guida comunitarie in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020*.

L'Indagine conoscitiva della Commissione ha, peraltro, coinvolto anche il mercato italiano e l'Autorità ha contribuito direttamente, dando trasparenza al processo attraverso la pubblicazione delle risposte sul proprio sito.

Al fine di verificare preventivamente la compatibilità della disciplina del Mercato della capacità italiano con la disciplina comunitaria degli aiuti di Stato, nell'agosto 2015 è stato avviato, con il coordinamento del Ministero dello sviluppo economico, un processo di pre-notifica della misura alla Direzione Generale della concorrenza della Commissione europea.

Detto processo, ancora in corso, è consistito nel fornire le informazioni e i dati che, a più riprese, sono stati richiesti per valutare la necessità, l'adeguatezza e la proporzionalità delle misure pre-notificate, nonché per escludere che queste ultime siano idonee a incidere negativamente sulla concorrenza e sugli scambi tra gli Stati membri.

utenti del servizio (i venditori), è avvenuta al termine di un articolato processo consultivo per la definizione in via prioritaria dei seguenti aspetti:

- modalità e tempistiche della fatturazione dei corrispettivi connessi al servizio di trasporto;
- disciplina relativa alle garanzie contrattuali che l'impresa distributrice ha titolo di chiedere all'utente per l'adempimento delle obbligazioni derivanti dal contratto di trasporto.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Per quanto riguarda la fatturazione del servizio e i termini di pagamento, sono stati confermati gli orientamenti espressi nel corso del processo consultivo, finalizzati a garantire una maggiore trasparenza degli importi fatturati; in particolare, il Codice di rete tipo ha previsto:

- l'introduzione di tre tipologie di fattura: (i) la fattura di ciclo, comprensiva di tutte le partite attinenti al servizio di trasporto e delle rettifiche di conguaglio; (ii) la fattura di rettifica, relativa a rettifiche di importi precedentemente fatturati in relazione al servizio di trasporto diverse da quelle di conguaglio; (iii) la fattura relativa a ulteriori prestazioni e ad altri corrispettivi;
- che le fatture di ciclo e le fatture di rettifica possano essere emesse solo successivamente alla messa a disposizione degli utenti dei dati di misura validati e, in particolare, che l'emissione venga effettuata entro quattro giorni lavorativi dalla messa a disposizione dei dati di misura all'utente;
- la definizione dello standard e delle modalità operative di invio delle fatture, con l'obiettivo di rendere più trasparente ed efficiente il processo di fatturazione;
- due scadenze fisse mensili per la decorrenza dei termini di pagamento con riferimento alle fatture di ciclo, coerenti con le tempistiche di emissione delle fatture e con i termini di messa a disposizione dei dati di misura; la scadenza di pagamento pari a 30 giorni dalla data di emissione per le fatture di rettifica e per le fatture relative a ulteriori prestazioni e ad altri corrispettivi.

Con riferimento alla messa a disposizione dei dati di misura agli utenti del trasporto per i punti di prelievo trattati su base oraria, è stato anticipato l'obbligo di messa a disposizione di tutti i dati validati entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo al mese in cui il servizio è stato erogato.

Inoltre, al fine di migliorare il processo di fatturazione del servizio di trasporto, da un lato, incentivando le imprese distributrici a utilizzare i dati di misura effettivi e, dall'altro, rafforzando le disposizioni in materia di messa a disposizione dei dati di misura agli utenti, è stato introdotto un sistema di indennizzi automatici in relazione alla tipologia e alla tempistica di messa a disposizione dei dati stessi agli utenti del trasporto da parte delle imprese distributrici.

Per quanto riguarda le garanzie a copertura delle obbligazioni derivanti dal contratto di trasporto tra le imprese distributrici e i venditori, il Codice di rete tipo disciplina le forme di garanzia ammesse ai fini della conclusione del contratto di trasporto, nonché i criteri per la loro gestione e per la gestione degli inadempimenti dell'utente, relativi sia alle obbligazioni connesse agli adeguamenti delle garanzie medesime sia alle obbligazioni di pagamento degli importi fatturati. In particolare, il Codice definisce:

- le forme di garanzia che le imprese distributrici sono tenute ad accettare. Per tutti gli utenti è prevista la possibilità di ricorrere alla fideiussione bancaria o assicurativa a prima richiesta e al deposito cauzionale. In caso di utenti con particolari caratteristiche di puntualità nei pagamenti, sono individuate anche garanzie che consistono nella forma di possesso di un giudizio di *rating* e di *parent company guarantee*. È ampliato il novero delle agenzie di *rating* ammesse rispetto a quelle solitamente accettate (*Standard&Poor's Corporation, Fitch Ratings, Moody's Investor Services*);
- l'ammontare delle garanzie - dimensionato rispetto a un periodo di tre mesi di servizio erogato - che ciascun utente è tenuto a prestare e le procedure di gestione delle medesime, che tengono conto, tra l'altro, della puntualità dei pagamenti e della capienza delle garanzie rispetto all'effettivo portafoglio clienti dell'utente;
- la procedura da seguire in caso di mancato pagamento delle fatture da parte dell'utente, comprendente azioni di sollecito e di diffida da parte dell'impresa distributtrice relativamente alle tempistiche previste; la risoluzione del contratto di trasporto, qualora l'utente abbia fatto ricorso al *rating*; l'escussione della garanzia in caso di superamento di una determinata soglia minima; la richiesta di integrazione da parte dell'impresa distributtrice; l'impossibilità per l'utente di presentare richieste di *switching* fino alla reintegrazione delle garanzie;
- l'applicazione, con cadenza annuale, di un corrispettivo per l'accesso al *rating* e alla *parent company guarantee*, differenziato per tener conto del diverso rischio implicito nei due strumenti di tutela e funzionale a mitigare il maggior rischio connesso al ricorso a tali forme di garanzia;

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

- l'istituzione di un Conto presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) a garanzia del sistema, in caso di definitivo inadempimento di un utente.

Successivamente, in ragione di alcune segnalazioni pervenute all'Autorità in merito a potenziali difficoltà relative alla disciplina delle garanzie introdotta con la delibera 268/2015/R/eel, con particolare riferimento alle previsioni riguardanti il livello di *rating* che gli istituti bancari devono detenere per poter emettere le fidejussioni e le tempistiche per le istruttorie di merito creditizio funzionali all'emissione di dette fidejussioni, con la delibera 24 settembre 2015, 447/2015/R/eel, è stata differita dall'1 ottobre 2015 all'1 gennaio 2016 l'efficacia della disciplina delle garanzie e delle disposizioni relative ai tempi per l'emissione delle fatture, nonché alla loro scadenza di pagamento. Ciò al fine di consentire all'Autorità di condurre gli approfondimenti ulteriori relativi alle suddette segnalazioni a proposito delle previsioni introdotte dalla delibera 268/2015/R/eel.

Successivamente, con la delibera 11 dicembre 2015, 609/2015/R/eel, l'Autorità ha modificato la previgente disciplina, per tenere conto delle criticità segnalate e degli approfondimenti condotti in merito.

Nello specifico, il provvedimento è intervenuto sul tema delle garanzie contrattuali prevedendo:

- la rimozione del requisito di possesso di *rating* da parte degli istituti bancari e assicurativi che emettono la fideiussione;
- la revisione di alcune disposizioni per l'accesso al *rating* e alla *parent company guarantee*, con particolare riferimento ai ritardi di pagamento, cercando di allineare maggiormente il trattamento degli utenti che vi ricorrono a quelli che hanno una fideiussione o un deposito cauzionale, pur facendo salvo il trattamento differenziato al fine di considerare il diverso profilo di rischio sotteso ai diversi strumenti di garanzia;
- l'introduzione di un periodo transitorio con l'obbligo, per l'utente del trasporto, di adeguare le garanzie a un importo pari alla stima di tre mesi di erogazione del servizio entro il 12 febbraio 2016, prolungando, in sede di prima applicazione, i tempi (15 giorni lavorativi) a disposizione per l'utente. Nel periodo transitorio di prima applicazione l'utente in possesso di un giudizio di *rating*, o la cui società controllante possiede a sua volta tale giudizio di *rating*, può accedere al *rating* o alla *parent company guarantee* senza che debba essere verificato preventivamente il requisito di regolarità di pagamento, a fronte però della corresponsione di un corrispettivo per l'accesso maggiorato.

L'anzidetta delibera è intervenuta, inoltre, in tema di fatturazione, prevedendo in particolare la modifica delle disposizioni relative ai termini di pagamento delle stesse.

Al riguardo, è stato definito che:

Infine, con la delibera 268/2015/R/eel sono state riviste le tempistiche di versamento alla CSEA degli oneri generali e delle ulteriori componenti, al fine di prevedere un allineamento delle tempistiche di versamento degli stessi alle tempistiche attualmente previste per il versamento della componente A₃ - a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate - al Gestore dei servizi energetici (GSE); è stata, inoltre, eliminata la quota dello 0,5% dell'importo dovuto alla CSEA e al GSE trattenuta dalle imprese distributrici, introdotta per tenere conto degli importi inesigibili per morosità dal provvedimento CIP 3/88.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Regolazione tecnica: impianti essenziali

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime di reintegrazione dei costi ex art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14

L'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, ha stabilito che le unità di produzione di energia elettrica, con l'esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW localizzate nella macrozona Sicilia siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV, Sorgente-Rizziconi, tra la Sicilia e il Continente, e degli altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare. Ai sensi della citata norma, con la delibera 23 ottobre 2014, 521/2014/R/eel, l'Autorità ha definito le modalità di offerta e di remunerazione delle predette unità, seguendo il criterio del puntuale riconoscimento, per singola unità produttiva, dei costi variabili e dei costi fissi, ivi inclusa l'equa remunerazione del capitale investito.

Con la delibera 22 ottobre 2015, 496/2015/R/eel, l'Autorità ha modificato e integrato il regime di reintegrazione sopra illustrato, per tenere conto, tra l'altro, del posticipo dell'entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi (entro il primo semestre dell'anno 2016, anziché il 30 giugno 2015 precedentemente previsto). In particolare, il provvedimento:

- prevede che Terna renda pubbliche le ragioni che hanno determinato il rinvio rispetto alla data del 30 giugno 2015, descrivendo i principali fattori che rendono eventualmente incerto il termine indicato per l'entrata in operatività del suddetto intervento;
- definisce i criteri e i termini per aggiornare, in relazione all'anno 2016, l'elenco delle unità essenziali ex decreto legge n. 91/14, i relativi parametri per l'implementazione dei programmi, la stima dei costi e dei ricavi, nonché i valori standard delle variabili determinanti dei costi riconosciuti;
- rimodula i processi in modo tale che, per l'anno 2016, le attività per la determinazione degli standard per il calcolo del costo

variabile riconosciuto sia delle unità che generano energia elettrica diversa da quella immessa nella Rete di trasmissione nazionale (RTN) e/o vapore per finalità diverse dalla produzione elettrica, sia delle unità rinnovabili programmabili vengano svolte in parallelo con la determinazione dei medesimi standard per le unità essenziali, ai sensi del decreto legge n. 91/14 diverse da quelle sopra citate;

- ai fini del calcolo dei costi fissi riconosciuti, stabilisce che il valore medio storico di indisponibilità, relativo ai tre anni precedenti all'anno cui si riferisce il corrispettivo, sia confrontato con il minor valore tra la percentuale di indisponibilità in detto anno e la percentuale di indisponibilità nella parte dello stesso anno in cui è applicato il regime di reintegrazione ex decreto legge n. 91/14, così da contemperare l'esigenza di focalizzarsi sull'indisponibilità nella porzione dell'anno soggetta al regime con la necessità di evitare che una concentrazione di attività manutentive particolarmente elevata nella porzione medesima possa fornire una rappresentazione distorta del tasso di indisponibilità nell'anno di riferimento;
- prevede che gli utenti del dispacciamento possano richiedere un acconto trimestrale del corrispettivo di un determinato anno, se l'entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi si verifichi in una data tale da escludere la possibilità di presentare istanza per il riconoscimento dell'acconto semestrale, al fine di rendere meno gravosa l'esposizione finanziaria cui sono soggetti gli utenti del dispacciamento nel periodo tra l'inizio dell'anno al quale si riferisce il corrispettivo e la data di erogazione dello stesso.

Inoltre, con la delibera 26 novembre 2015, 574/2015/R/eel, sono stati fissati i valori dei parametri rilevanti per la determinazione del costo variabile riconosciuto degli impianti soggetti al regime di reintegrazione previsto dal decreto legge n. 91/14 per l'anno 2016. Contestualmente sono stati modificati i valori dei medesimi parametri per l'anno 2015 riferiti all'impianto Isab Energy, per tenere conto del cambiamento che, in corso d'anno, l'utente del dispacciamento

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

ha apportato alla configurazione dell'impianto medesimo (da impianto monounità a impianto con due unità di produzione).

Infine, con la delibera 15 dicembre 2015, 615/2015/R/eel, su istanza degli utenti del dispacciamento interessati, l'Autorità ha definito l'importo dell'acconto del corrispettivo di reintegrazione per una parte degli impianti soggetti al regime di reintegrazione ex decreto legge n. 91/14, in relazione al primo semestre dell'anno 2015. La facoltà di proporre l'istanza di riconoscimento dell'acconto semestrale è stata esercitata da Edipower per gli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV, da Edison Trading per l'impianto Milazzo, da Enel Produzione per gli impianti Anapo, Augusta, Guadalami, Porto Empedocle, Priolo e Termini Imerese, da EP Produzione per l'impianto Trapani TG, da Erg Power Generation per l'impianto CTE Nuce Nord e da Isab per l'impianto Isab Energy.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime ordinario e regime di reintegrazione dei costi ex artt. 64 e 65 della delibera n. 111/06

Corrispettivi di reintegro

Con la delibera 25 giugno 2015, 307/2015/R/eel, l'Autorità, a seguito di un'apposita istanza presentata da Enel Produzione, ha determinato l'importo del corrispettivo di reintegrazione dei costi per l'anno 2012, in relazione agli impianti di Augusta, Bari, Porto Empedocle e del Sulcis. Detto importo è risultato inferiore rispetto a quanto richiesto dall'utente del dispacciamento titolare dei citati impianti, in ragione del fatto che, tra l'altro:

- con riferimento ai cespiti soggetti ad ammortamento per una parte dell'anno, si è riconosciuta, tra i costi fissi ammessi, una quota della componente a copertura dell'ammortamento e della remunerazione del capitale, definita in proporzione al numero di mesi di ammortamento nell'anno considerato;
- ai sensi della disciplina della reintegrazione dei costi, i costi fissi rilevanti per il calcolo del corrispettivo sono stati ridotti per tenere conto dell'eccesso di indisponibilità nell'anno 2012 rispetto all'indisponibilità media nel triennio 2009-2011;
- sono stati esclusi dal novero dei costi fissi riconosciuti le sopravvenienze attive e passive, le minusvalenze da cessione di cespiti e gli accantonamenti al Fondo per rischi e oneri effettuati esclusivamente in applicazione dei principi generali sulla

redazione del bilancio civilistico e non derivanti da specifici obblighi di legge.

Acconti sui corrispettivi di reintegro

L'Autorità ha previsto il riconoscimento di acconti del corrispettivo di reintegro in relazione agli impianti ammessi all'omonimo regime per gli anni 2014 e 2015, con le delibere 19 marzo 2015, 120/2015/R/eel, 2 aprile 2015, 149/2015/R/eel, 12 giugno 2015, 283/2015/R/eel, 11 dicembre 2015, 612/2015/R/eel, e 15 dicembre 2015, 616/2015/R/eel. In particolare, le citate delibere 120/2015/R/eel, 149/2015/R/eel e 283/2015/R/eel hanno a oggetto l'acconto del primo semestre dell'anno 2014 relativo agli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV di Edipower, San Quirico di Edison Trading, Ottana di Ottana Energia e Centro Energia Ferrara di E.On Global Commodities. L'importo riconosciuto è stato pari a quanto indicato nelle istanze avanzate dagli utenti del dispacciamento interessati, ad eccezione dell'impianto Ottana, per il quale è stato stabilito un importo inferiore, risultante dall'applicazione di una metodologia di calcolo coerente con l'impostazione adottata per l'anno 2013, vale a dire:

- includendo la voce "altri ricavi e proventi riconducibili all'impianto" tra i ricavi, anziché a decurtazione dei costi fissi;
- verificando il rispetto dell'impegno assunto da Ottana Energia in sede di ammissione alla reintegrazione per l'anno 2014 – consistente nel vincolare a un importo massimo la richiesta di reintegrazione dei costi fissi, al netto dei ricavi da fornitura di servizi a terzi – mediante il confronto dei menzionati costi fissi relativi al primo semestre dell'anno 2014 con l'intero importo rappresentativo dell'impegno.

Con la delibera 612/2015/R/eel, l'Autorità ha poi determinato gli importi di un acconto del corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2014, addizionale rispetto all'acconto semestrale riconosciuto con le delibere sopra riportate, al fine di contenere ulteriormente l'onerosità dell'esposizione finanziaria cui sono soggetti gli utenti del dispacciamento, per la differenza tra i costi che hanno determinato un flusso di cassa negativo e i ricavi sino ad allora percepiti. L'ulteriore acconto è stato calcolato in modo da preservare un margine di sicurezza nell'eventualità che dai controlli in sede di determinazione del saldo dovesse emergere la necessità di ammettere soltanto parzialmente i costi illustrati nelle istanze di reintegrazione.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Infine, su istanza dei titolari di impianti ammessi al regime di reintegro per l'anno 2015, l'acconto relativo al primo semestre dell'anno 2015 è stato riconosciuto con la delibera 15 dicembre 2015, 616/2015/R/eel, per gli impianti Assemini, Portoferraio e Sulcis di Enel Produzione, Centro Energia Ferrara di EP Produzione e Ottana di Ottana Energia.

Revoca dell'ammissione al regime di reintegro

Con la delibera 2 aprile 2015, 150/2015/R/eel, l'ammissione al regime di reintegrazione dei costi dell'impianto Centro Energia Ferrara di E.On Global Commodities è stata revocata, essendo venuto meno il presupposto dell'essenzialità e non essendo stata evidenziata *ex ante*, in sede di ammissione al citato regime, l'esigenza di realizzare e remunerare specifici investimenti rilevanti per preservare l'operatività dell'impianto stesso.

L'impianto era stato ammesso alla reintegrazione per gli anni dal 2013 al 2015 con la delibera 28 dicembre 2012, 582/2012/R/eel, a seguito dell'istanza avanzata dal relativo utente del dispacciamento e dopo aver acquisito il parere positivo di Terna circa la probabilità dell'essenzialità dell'unità nel periodo indicato nell'istanza stessa. Nel settembre 2014, tuttavia, Terna aveva evidenziato che l'impianto non sarebbe stato essenziale per la sicurezza del sistema elettrico nell'anno 2015, tenuto conto del mutato assetto dei carichi e delle produzioni nell'area di riferimento. Nell'ambito dell'approfondimento avviato con la delibera 16 ottobre 2014, 500/2014/R/eel, Terna e l'utente del dispacciamento hanno illustrato le rispettive posizioni in merito all'essenzialità dell'impianto.

Con la delibera 150/2015/R/eel, l'Autorità ha esplicitato gli adattamenti della disciplina della reintegrazione ex art. 65 della delibera 9 giugno 2006, n. 111, necessari per tenere conto degli effetti della revoca del provvedimento di ammissione alla reintegrazione. In particolare, il menzionato provvedimento ha stabilito che:

- la reintegrazione dei costi sia piena per il periodo dall'1 gennaio 2015 al giorno di entrata in vigore del provvedimento di revoca, mentre, per il periodo residuo dell'anno 2015, sia limitata ai costi fissi incrementali, al netto di una quota del margine di contribuzione generato nel medesimo periodo residuo;
- i costi fissi incrementali per il periodo residuo dell'anno 2015 siano definiti come gli oneri fissi che, contestualmente, presentano i requisiti previsti dalla delibera n. 111/06 per i costi fissi riconosciuti, siano stati strettamente necessari per consentire

l'operatività dell'impianto nel periodo dall'1 gennaio 2013 al giorno di entrata in vigore del provvedimento di revoca e siano conseguenza diretta di vincoli (per esempio, contrattuali, autoritativi ecc.) che hanno avuto origine nel periodo compreso tra la data di pubblicazione del provvedimento di ammissione al regime di reintegrazione per il triennio 2013-2015 e il giorno di entrata in vigore del provvedimento di revoca;

- E.On Global Commodities possa richiedere, esplicitando le ragioni, che vengano applicati criteri diversi, rispetto a quelli previsti dal provvedimento di revoca, in merito alla determinazione dei costi fissi oggetto di reintegrazione e della quota del margine di contribuzione da considerare con riferimento al periodo residuo dell'anno 2015;
- in tema di ricavi figurativi, siano applicate esclusivamente le regole finalizzate a escludere dalla reintegrazione le perdite dovute a vendite a prezzi inferiori rispetto al costo variabile riconosciuto e ad acquisti a prezzi superiori al costo variabile riconosciuto, fatti salvi i casi delle prove tecniche obbligatorie o di quantità strettamente necessarie a rendere implementabile il programma in esito all'MGP nelle ore profittevoli;
- sia applicato un criterio semplificato per allocare le partite economiche relative agli obblighi dell'*emissions trading* tra il periodo dell'anno 2015 *ante* revoca e quello successivo alla stessa.

Gli adattamenti sopra descritti sono volti, da un lato, ad agevolare l'utente nella formulazione dell'istanza per il riconoscimento del corrispettivo a Terna nelle attività di verifica del margine di contribuzione e, dall'altro, a considerare il fatto che, nella convinzione dell'irrevocabilità dell'ammissione, E.On Global Commodities possa aver assunto in buona fede, tra la data di ammissione dell'impianto al regime di reintegrazione per il triennio 2013-2015 e la data di entrata in vigore del provvedimento di revoca, impegni finalizzati ad assicurare la disponibilità dell'unità per l'intero triennio sopra menzionato.

Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

Con la delibera 28 dicembre 2015, 663/2015/R/eel, l'Autorità ha accolto le istanze di ammissione alla reintegrazione dei costi per l'anno 2016 avanzate da Edipower per l'impianto San Filippo del Mela 150 kV e da Enel Produzione per gli impianti Assemini e Portoferraio. È stata, invece, rigettata l'istanza di ammissione alla reintegrazione

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

per l'anno 2016 relativa all'impianto San Filippo del Mela 220 kV di Edipower, in considerazione sia dell'applicazione del regime di reintegrazione previsto dal decreto legge n. 91/14 dall'1 gennaio 2016 sino all'entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi, sia del fatto che il valore del relativo corrispettivo di reintegrazione, stimato rispetto alla parte dell'anno 2016 in cui era previsto che non fosse applicato il regime ex decreto legge n. 91/14, era tale da rendere preferibile (in termini di benefici attesi per il consumatore) che l'impianto in questione fosse espunto dall'elenco degli impianti essenziali di cui alla delibera n. 111/06.

Regime ordinario e regime di reintegrazione

La delibera 14 ottobre 2015, 486/2015/R/eel, ha delineato il quadro regolatorio per l'anno 2016 in materia di determinazione dei corrispettivi per gli impianti essenziali soggetti al regime ordinario di cui all'art. 64 della delibera n. 111/06 e al regime di reintegrazione dei costi dell'art. 65 della medesima delibera. All'utente del dispacciamento titolare di un impianto essenziale in regime ordinario è riconosciuto da Terna un corrispettivo pari, in ciascuna ora, alla differenza, se positiva, tra il costo variabile ammesso dall'Autorità e il prezzo zonale espresso dall'MGP. Il corrispettivo per un impianto essenziale in regime di reintegrazione è determinato dall'Autorità ed è pari alla differenza tra i costi di produzione ammessi in relazione all'impianto considerato e i ricavi dallo stesso conseguiti dal momento dell'inserimento nell'elenco degli impianti essenziali al termine di validità dell'elenco medesimo.

La citata delibera, oltre a estendere all'anno 2016 la validità di alcune disposizioni vigenti per l'anno 2015:

- definisce i valori standard dei parametri rappresentativi delle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche per l'anno 2016;
- con riferimento al regime di reintegrazione dei costi, prevede, per l'anno 2016, una riduzione del tasso di remunerazione del capitale rispetto al valore vigente per l'anno 2015, al fine di considerare congiuntamente la contrazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio e l'ampliamento del periodo compreso tra il termine dell'anno cui si riferisce il corrispettivo di reintegrazione e la data attesa del riconoscimento del corrispettivo medesimo all'utente del dispacciamento interessato;
- stabilisce che gli utenti interessati possano segnalare peculiarità delle proprie unità che rendano necessarie modifiche

alla metodologia di calcolo del tasso di indisponibilità medio storico e/o del tasso di indisponibilità oggetto di confronto con il citato tasso storico, esplicitando le motivazioni della richiesta e fornendo elementi sufficienti, oggettivi e verificabili.

Con le delibere 26 novembre 2015, 573/2015/R/eel e 574/2015/R/eel, l'Autorità ha inoltre determinato i valori standard per il calcolo di alcune componenti del costo variabile riconosciuto di ciascuna unità essenziale soggetta al regime ordinario o al regime di reintegrazione ex delibera n. 111/06, alla luce delle proposte avanzate da Terna e tenendo conto delle istanze formulate dagli utenti del dispacciamento interessati.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regimi alternativi

Gli utenti del dispacciamento titolari di impianti di produzione essenziali possono assumere forme di impegno di offerta alternative rispetto a quelle tipiche del regime ordinario e del regime di reintegrazione dei costi. Qualora l'utente del dispacciamento opti per i regimi alternativi, è tenuto a stipulare con Terna una delle categorie di contratto disciplinate dall'art. 65-bis della delibera n. 111/06.

Con riferimento all'anno 2016, le delibere 486/2015/R/eel e 496/2015/R/eel hanno stabilito, rispettivamente, per la macrozona Continente e per le macrozone Sicilia e Sardegna, i valori dei parametri tecnico-economici necessari a ciascun utente del dispacciamento interessato per valutare l'eventuale adesione ai regimi alternativi, quali 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. In relazione alla macrozona Sicilia, ai sensi della delibera 521/2014/R/eel, come successivamente modificata e integrata, la adesione a uno dei regimi alternativi è rilevante esclusivamente per le ore dell'anno 2016 in cui la capacità impegnata non risulti soggetta al regime di reintegrazione previsto dal decreto legge n. 91/14. Esercitando la facoltà ammessa dalla disciplina vigente, Enel Produzione ha manifestato l'intenzione di aderire ai regimi alternativi soltanto per le quantità di potenza essenziale di una parte degli impianti o di raggruppamenti di impianti indicati nei citati provvedimenti. Alla luce di tale scelta, l'Autorità ha ridefinito i valori dei parametri tecnico-economici con la delibera 20 novembre 2015, 557/2015/R/eel.

Successivamente, con la delibera 22 dicembre 2015, 649/2015/R/eel, sono state approvate le proposte contrattuali elaborate da Terna in

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

relazione agli utenti del dispacciamento che hanno aderito ai regimi alternativi per l'anno 2016.

Emergenza gas – Corrispettivo di reintegrazione dei costi

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, il decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, 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.

Inoltre, il citato provvedimento normativo stabilisce che l'Autorità definisca le modalità per il riconoscimento dei costi sostenuti 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.

Con riferimento al riconoscimento dei costi sostenuti nell'anno termico 2012-2013 dalle unità incluse nella lista delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas, l'Autorità, con la delibera 5 marzo 2015, 92/2015/R/eel, ha provveduto a:

- delineare i criteri di dettaglio per la determinazione del corrispettivo di reintegrazione dei costi per le unità sopra menzionate, evidenziando sia le disposizioni della disciplina ex art. 65 della delibera n. 111/06 che trovano applicazione sia gli adattamenti, rispetto alla disciplina medesima, che risultano necessari per tenere conto delle peculiarità della reintegrazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas;
- determinare l'importo dell'acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi da riconoscere alle suddette unità.

Regolazione tecnica: norme in materia di qualità dei servizi

Con il 2015 si è concluso il periodo di regolazione 2012-2015, disciplinato dal *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica 2012-2015* (TIQE), approvato con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11.

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

Con la delibera 12 novembre 2015, 534/2015/R/eel, in attuazione del TIQE 2012-2015, si è chiuso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2014, dei premi e delle penalità relativi ai recuperi

di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Sono stati erogati 31,4 milioni di euro di premi a fronte dei miglioramenti della continuità del servizio, così ripartiti:

- 25,3 milioni di euro per la durata delle interruzioni (saldo fra 48,2 milioni di euro di premi e 22,9 milioni di euro di penalità);
- 6,1 milioni di euro per il numero di interruzioni (saldo fra 45,1 milioni di euro di premi e 39 milioni di euro di penalità).

Nell'ambito del procedimento, gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto quattro verifiche

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

ispettive previste dalla delibera 2 luglio 2015, 317/2015/E/eel. Fra queste, tre verifiche hanno riguardato Enel Distribuzione, relativamente ai centri di telecontrollo di Cagliari, Firenze e Torino, la quarta A2A Reti Elettriche. Nessun controllo ha riscontrato errori di registrazione tali da invalidare i dati comunicati dalle imprese. Si conferma, quindi, l'impegno delle imprese distributrici ad assicurare il requisito essenziale di ogni meccanismo incentivante, ossia la corretta registrazione dei dati su cui si basano i premi e le penalità.

Sempre con la delibera 534/2015/R/eel sono stati assegnati i premi, pari a 185.000 €, relativi alla regolazione incentivante la riduzione del numero di interruzioni riguardanti gli utenti in media tensione superiore ai livelli specifici fissati dall'Autorità.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio 2014, nel febbraio 2016 l'Autorità ha pubblicato sul proprio sito internet la terza graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica, relativa al numero e alla durata delle interruzioni. Dai dati pubblicati si conferma che le famiglie e i piccoli consumatori di energia elettrica che beneficiano della migliore continuità del servizio abitano prevalentemente nel Nord del Paese, in aree urbane, e sono serviti da imprese di distribuzione con la maggior parte di rete interrata. Anche per i clienti industriali in media tensione i dati evidenziano che il minor numero di interruzioni si verifica nelle province del Nord Italia.

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

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, nella prima parte del 2015 hanno svolto sei verifiche ispettive, in attuazione della delibera 23 ottobre 2014, 515/2014/E/eel, presso altrettante imprese cui è stato erogato l'incentivo per la rilevazione degli utenti in bassa tensione, effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, mediante l'utilizzo dei misuratori elettronici e dei sistemi preposti alla loro telegestione. L'esito della verifica ispettiva è risultato non conforme per l'Azienda energetica Prato società cooperativa (BZ), la Società cooperativa Cantuccio (BZ) e la Ditta Kirchler Josef (BZ). Per l'Azienda energetica Valtellina Valchiavenna (ex ASM Sondrio) e la SIEC Società Cooperativa (SO), la verifica ispettiva ha evidenziato una lieve differenza tra il numero dei misuratori elettronici installati comunicato all'Autorità e quello rilevato in loco, imputabile a un mero errore materiale.

Con la delibera 16 aprile 2015, 166/2015/E/eel, l'Autorità ha, dunque, disposto la restituzione di parte dell'incentivo erogato alla SIEC Società Cooperativa (SO), in virtù della delibera 15 dicembre 2011, ARG/elt 184/11.

Con la delibera 14 maggio 2015, 220/2015/E/eel, l'Autorità ha disposto la restituzione di parte dell'incentivo erogato all'Azienda energetica Valtellina Valchiavenna (ex ASM Sondrio) con la delibera ARG/elt 184/11; mentre con la delibera 4 giugno 2015, 264/2015/E/eel, l'Autorità ha deciso la restituzione dell'incentivo erogato all'Azienda energetica Prato società cooperativa (BZ) con la delibera ARG/elt 184/11.

L'Autorità ha altresì imposto, con le delibere 3 luglio 2015, 316/2015/E/eel, e 16 luglio 2015, 348/2015/E/eel, la restituzione degli incentivi erogati, rispettivamente, alla Società cooperativa Cantuccio (BZ) e alla Ditta Kirchler Josef.

Con le delibere 1 ottobre 2015, 463/2015/S/eel, 29 ottobre 2015, 504/2015/S/eel, e 5 novembre 2015, 523/2015/S/eel, sono stati inoltre avviati i procedimenti per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi, con l'eventuale chiusura semplificata, nei confronti, rispettivamente, dell'Azienda energetica Prato società cooperativa (BZ), della Società cooperativa Cantuccio (BZ) e della Ditta Kirchler Josef (BZ), per violazioni in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Aggiornamento della regolazione vigente della qualità della tensione

In merito alla tematica inerente alla qualità della tensione, l'azione dell'Autorità, nel corso degli anni, si è progressivamente concentrata sulla registrazione dei buchi di tensione per quanto riguarda le reti in media tensione, e delle variazioni lente della tensione di alimentazione, con riferimento alle reti in bassa tensione, ponendo le basi per l'introduzione di elementi di regolazione.

Nell'ambito del tavolo di lavoro sulla qualità della tensione, istituito dall'Autorità nel 2012 e coordinato dalla società Ricerca sul sistema energetico (RSE), nel 2015 è stata definita una metodologia per determinare l'origine dei buchi di tensione (alta o media tensione) registrati da apparecchiature di misura della qualità della tensione (AdM) conformi alle norme CEI EN 50160 e CEI EN 61000-4-30, installate dalla fine del 2014 per effetto degli obblighi contenuti nel TIOE 2012-2015 presso ogni semi-sbarra in media tensione di cabina primaria.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

In esito ai lavori del tavolo, con la determina 18 febbraio 2016, 5/2016 – DIUC, è stato reso noto il formato dei dati relativi ai buchi di tensione che, secondo la classificazione prevista dalla tabella 5 della norma CEI EN 50160, dovranno essere comunicati dalle imprese di distribuzione all'Autorità e a RSE a decorrere dal 2016. Sempre dal 2016 le imprese di distribuzione avranno l'obbligo di comunicare agli utenti allacciati alla rete in media tensione, in aggiunta al numero e alla durata delle interruzioni, il numero e la classificazione dei buchi di tensione da cui sono stati interessati, così come registrati dalle AdM installate sulle semi-sbarre in media tensione di cabina primaria.

Attuazione della regolazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto una verifica ispettiva nei confronti di Terna, ai sensi della delibera 17 settembre 2015, 439/2015/E/eel, in relazione ai dati di continuità del servizio di trasmissione dell'anno 2014. Con la delibera 20 novembre 2015, 552/2015/R/eel, sono stati determinati i premi per Terna relativi alla regolazione della energia non servita di riferimento per l'anno 2014, pari a 19,3 milioni di euro.

Quinto periodo di regolazione: regolazione output-based dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura del servizio elettrico

Con i documenti per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/eel, 12 febbraio 2015, 48/2015/R/eel, 29 maggio 2015, 255/2015/R/eel, 6 agosto 2015, 415/2015/R/eel, e 1 ottobre 2015, 464/2015/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, di promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione dell'energia elettrica e di selettività degli investimenti per lo sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023. In esito a detto procedimento sono stati adottati i seguenti provvedimenti finali:

- delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel, *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023*;

- delibera 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel, *Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023*.

Tali provvedimenti sono coordinati con la *Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023*, approvata con la delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel, contenente il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica* (TIT 2016-2019, Allegato A), il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica* (TIME 2016-2019, Allegato B) e il *Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione* (TIC 2016-2019, Allegato C).

In relazione alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, le principali novità riguardano:

- il superamento della distinzione tra RTN storica e RTN ex Telat, nell'ambito della regolazione incentivante la riduzione dell'energia non servita;
- l'introduzione degli obblighi in capo a Terna relativi alla pubblicazione dei valori minimo e massimo della tensione efficace, attesa ed effettiva per ogni utente allacciato alla rete in alta tensione (cabine primarie, clienti finali, produttori) connesso alla RTN;
- l'introduzione di standard e indennizzi automatici legati al numero massimo annuo di interruzioni lunghe e brevi e alla durata massima delle interruzioni, per i clienti finali della RTN;
- sempre per i clienti finali della RTN, l'avvio di un monitoraggio delle interruzioni transitorie e dei buchi di tensione, nella prospettiva di introdurre standard e indennizzi automatici anche per tali fattispecie.

In relazione al servizio di distribuzione, tra le nuove disposizioni si annoverano:

- l'applicazione del meccanismo incentivante premi/penalità alla durata delle interruzioni in riferimento ai livelli obiettivo di lungo termine, fissati nel 2003, da raggiungere entro il 2015;
- la conferma dell'attuale meccanismo premi/penalità legato al numero di interruzioni e della correlata incentivazione speciale per gli ambiti territoriali con maggiore numero di interruzioni;

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

- una regolazione sperimentale innovativa, finalizzata alla riduzione della durata delle interruzioni con preavviso, da adottarsi con specifico provvedimento entro il 30 giugno 2016;
- l'allineamento graduale degli standard relativi al tempo massimo di ripristino dell'alimentazione di energia elettrica a otto ore per le utenze in bassa tensione e a quattro ore per le utenze in media tensione, superando in tal modo, a tutela dei consumatori, la previgente differenza tra centri rurali e centri urbani;
- l'introduzione di nuovi elementi di regolazione dei buchi di tensione e delle interruzioni transitorie per le reti in media tensione. Ciò pone le basi per la futura introduzione di standard e indennizzi automatici sul numero massimo annuo di interruzioni transitorie e di buchi di tensione per gli utenti allacciati alla rete in media tensione;
- l'introduzione di elementi di regolazione delle variazioni lente della tensione di alimentazione per le reti in bassa tensione. In particolare, le imprese di distribuzione devono predisporre un piano pluriennale per il monitoraggio di tali variazioni, tramite i contatori elettronici, e regole di ripristino del valore corretto della tensione di alimentazione per i casi di non conformità;
- l'aggiornamento di alcuni aspetti della regolazione della qualità commerciale, con particolare riferimento sia alla riduzione di alcuni tempi massimi per le prestazioni riferite alla preventivazione e alla esecuzione di lavori sulla rete e presso i punti di consegna, sia all'introduzione di registrazioni separate per le connessioni alle reti e di facilitazioni per l'attuazione di programmi di connessioni e attivazioni massive;
- l'introduzione di basilari elementi di regolazione per funzionalità innovative delle reti di distribuzione nelle aree a elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile (osservazione dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti di media tensione e regolazione della tensione delle reti di distribuzione in media tensione);
- l'introduzione di primari elementi di regolazione in relazione all'evoluzione delle reti di distribuzione nelle aree urbane (colonne montanti e *smart city*).

Particolare attenzione, infine, è stata posta sul tema della resilienza del sistema elettrico, a seguito di eventi meteorologici severi

ed estesi che hanno causato interruzioni attribuibili in gran parte a causa di forza maggiore. In tale senso, l'Autorità ha approvato la delibera 22 dicembre 2015, 644/2015/E/eel, con la quale ha chiuso la propria Indagine conoscitiva, avviata con la delibera 10 marzo 2015, 96/2015/E/eel, in relazione alle interruzioni del servizio elettrico avvenute nei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti in vaste aree delle regioni Emilia Romagna e Lombardia.

L'Autorità ha posto, dunque, le basi per valutare la sostenibilità regolatoria di meccanismi finalizzati a ridurre l'impatto determinato dal c.d. "fuori servizio" di ampie porzioni di reti in alta e in media tensione, tra cui la predisposizione, per Terna e per le imprese distributrici con più di 50.000 utenti, di un Piano di lavoro volto all'adozione di misure regolatorie che incrementino la resilienza del sistema elettrico. Tale Piano deve contenere, oltre alla disamina tecnica, gli elementi di costo e di beneficio, alla luce degli effetti prodotti dagli eventi meteorologici severi e persistenti verificatisi negli ultimi 15 anni.

Infine, con la determina 18 febbraio 2016, 6/2016 - DIUC, in attuazione del punto 3, lettera c), della delibera 646/2015/R/eel, è stato istituito un tavolo di lavoro sulla qualità del servizio mirato all'approfondimento dei seguenti temi:

- resilienza del sistema elettrico;
- introduzione del meccanismo regolatorio premi/penalità per le interruzioni senza preavviso di lunga durata, anche dovute a causa di forza maggiore;
- riferibilità degli standard individuali per gli utenti allacciati alla rete in media tensione in zone industrializzate;
- forma contrattuale speciale per gli utenti allacciati alle predette reti in media tensione.

Regolazione della misura dell'energia elettrica prodotta

In merito alla regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, già aggiornata con la delibera 4 dicembre 2014, 595/2014/R/eel, l'Autorità ha disposto, con la delibera 11 febbraio 2016, 48/2016/R/eel, che i corrispettivi per il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta siano applicati ai singoli misuratori, in relazione al livello di tensione effettivo del punto di misura cui il misuratore si riferisce, e non più in relazione al punto di connessione con la rete.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Metodologie e criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, nei settori elettrico e gas

Con la delibera 4 dicembre 2014, 597/2014/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione complessiva delle modalità di determinazione e aggiornamento del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) per i servizi regolati dei settori elettrico e gas, finalizzata a garantire omogeneità nei criteri di determinazione dei tassi di remunerazione del capitale investito e ad evitare che differenze nei tassi di remunerazione dei singoli servizi regolati possano dipendere dalle condizioni specifiche dei mercati finanziari, nel periodo preso a riferimento per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio.

Nel documento per la consultazione 9 giugno 2015, 275/2015/R/com, sono stati illustrati gli orientamenti iniziali dell'Autorità in relazione sia ai criteri per la revisione complessiva delle modalità di determinazione e di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, sia alle tempistiche per l'adozione della nuova metodologia nei singoli servizi regolati dei settori elettrico e gas. L'Autorità ha così manifestato la propria intenzione di introdurre la nozione di periodo regolatorio del tasso di remunerazione, della durata di sei anni, da intendersi come il periodo nel quale vigono i livelli dei parametri base del tasso di remunerazione del capitale investito validi per tutti i servizi regolati dei settori elettrico e gas, esclusi quindi i parametri specifici relativi al singolo servizio, identificati nel parametro β e nel rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (rapporto D/E), di norma oggetto di valutazione e discussione in sede di revisione del periodo regolatorio tariffario. Nel medesimo documento, sono stati delineati gli indirizzi sulle modalità da utilizzare per la stima dei singoli parametri necessari per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito e sulle ipotesi per il loro eventuale aggiornamento.

In linea generale, l'Autorità ha espresso la propria volontà di calcolare direttamente i valori reali del tasso di remunerazione del capitale proprio e del costo del debito, introducendo così una

discontinuità rispetto all'approccio adottato nei precedenti periodi regolatori, in cui i rendimenti nominali del capitale proprio e del capitale di debito, successivamente ponderati e deflazionati, venivano determinati e aggiornati su base biennale.

In particolare, ai fini del calcolo del tasso di rendimento del capitale proprio, l'Autorità ha espresso l'intenzione di introdurre un addendo destinato a riflettere il premio che gli investitori richiedono per gli investimenti in Paesi con *rating* medio-basso, denominabile come premio per il rischio Paese (*Country Risk Premium* - CRP), e nel contestuale scorporo di tale elemento dalla componente RF, che esprime il tasso di rendimento di attività prive di rischio.

Per la definizione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, sono state ipotizzate due diverse alternative:

- un approccio *forward looking*, basato sui rendimenti *spot*, con fissazione del tasso di rendimento atteso reale per le attività prive di rischio a un livello minimo, ma superiore a zero (0,5%, in considerazione degli arrotondamenti);
- un approccio che prevede di definire il tasso di rendimento atteso reale per le attività prive di rischio a un livello ritenuto normale, come desumibile dagli andamenti dei mercati nell'Eurozona prima della crisi del 2008.

Anche per il calcolo del premio per il rischio di mercato (*Equity Risk Premium* - ERP) sono state esaminate due diverse ipotesi:

- una prima opzione, coerente con le impostazioni adottate nei periodi regolatori precedenti, prevede che l'ERP sia fissato sulla base di evidenze storiche di lungo periodo e non dipenda dal livello del tasso di remunerazione delle attività prive di rischio utilizzato ai fini regolatori;
- una seconda opzione, in discontinuità con la prassi adottata nei precedenti periodi regolatori, si fonda sull'individuazione di un tasso di rendimento reale totale di mercato sulla base di evidenze storiche di lungo periodo; partendo da questa impostazione, l'ERP viene determinato come la differenza tra tale