

intermittente (con particolare riferimento agli impianti eolici e fotovoltaici), compatibile con l'assetto di sistema;

- prevedere che Terna valuti gli interventi necessari al fine di garantire, in condizioni di sicurezza per il sistema elettrico nazionale, lo sviluppo delle fonti rinnovabili tenendo conto degli obiettivi al 2020.

Per quanto riguarda i primi due punti, l'Autorità è intervenuta con proprio provvedimento urgente (delibera 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel), approvando, tra l'altro, l'Allegato A70 al Codice di rete di Terna, *Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita*, e definendo opportune tempistiche per una sua rapida implementazione, distinguendo tra impianti di nuova realizzazione e impianti esistenti.

Di fatto, con tale provvedimento, l'Autorità ha introdotto i primi obblighi in capo alla generazione distribuita ai fini della prestazione dei cosiddetti "servizi di rete".

Per quanto riguarda invece le esigenze di cui al terzo punto, con il documento per la consultazione 9 febbraio 2012, 35/2012/R/efr, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti relativi alla regolazione del servizio di dispacciamento da applicarsi alle unità di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento a quelle non programmabili, al fine di promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento in relazione alla efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete, evitando che i costi di sbilanciamento connessi con un'errata previsione continuino a gravare soltanto sui consumatori di energia elettrica. Tali orientamenti costituiscono un primo intervento per il solo anno 2012; con successivo documento per la consultazione l'Autorità presenterà i propri orientamenti relativi agli anni successivi.

Gli interventi necessari per soddisfare le esigenze di cui al quarto e quinto punto sono attualmente in corso di implementazione.

L'insieme dei provvedimenti citati ha l'obiettivo di consentire una

maggiore penetrazione della generazione distribuita e delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico, ottimizzando la gestione delle reti e del servizio di dispacciamento.

---

Interventi volti a garantire una corretta determinazione delle partite fisiche ed economiche di energia elettrica – Settlement

---

Nell'ambito dei provvedimenti emanati dall'Autorità ai fini dell'efficientamento dei flussi informativi scambiati tra i diversi operatori, si collocano il documento per la consultazione 23 marzo 2011, DCO 7/11, e la successiva delibera 5 maggio 2011, ARG/elt 56/11.

Il *settlement* del settore elettrico, disciplinato dal *Testo integrato del settlement* (TIS), prevede obblighi informativi concatenati fra imprese distributrici sottese, imprese distributrici di riferimento e Terna. Con il documento per la consultazione DCO 7/11 l'Autorità ha espresso, fra gli altri, i propri orientamenti in tema di revisione di alcune tempistiche del *settlement*, al fine di risolvere le criticità emerse relative ai termini entro i quali le imprese distributrici di riferimento devono inviare a Terna i dati funzionali alle attività di conguaglio annuale e di rettifica ai dati di misura che hanno, rispettivamente, frequenza annuale e semestrale. Tali termini, infatti, stabiliti in fase di prima attuazione del TIS, si sovrappongono alle scadenze dell'attività di *settlement* organizzata su base mensile.

In esito al suddetto documento per la consultazione DCO 7/11, con l'obiettivo di agevolare il rispetto delle tempistiche di espletamento dei conguagli a liquidazione annuale previsti nel *settlement*, con la delibera ARG/elt 56/11 è stato anticipato il termine ultimo entro cui le imprese distributrici sottese sono tenute a trasmettere le informazioni ai fini del conguaglio annuale e della gestione delle rettifiche ai dati di misura in corso d'anno, così come proposto nella consultazione.

# Regolamentazione tecnica delle reti

Revisione dei fattori di perdita standard per l'energia elettrica immessa nelle reti di media e bassa tensione

Negli ultimi anni il settore elettrico è stato caratterizzato da una forte evoluzione con impatti potenzialmente rilevanti sull'assetto di rete e sulle perdite di rete a esso associate. In particolare:

- la rilevante crescita della generazione distribuita (come testimoniato dai monitoraggi condotti dall'Autorità e allegati alle delibere 25 luglio 2006, n. 160/06, 18 dicembre 2007, n. 328/07, 4 marzo 2009, ARG/elt 25/09, 25 maggio 2010, ARG/elt 81/10, 2 dicembre 2010, ARG/elt 223/10 e 22 marzo 2012, 98/2012/l/eel) da un lato comporta l'avvicinamento della produzione ai siti di consumo, con conseguente diminuzione delle perdite, dall'altro, per effetto della localizzazione di alcune fonti rinnovabili in zone prive o con limitati consumi, può anche determinare un incremento delle perdite di rete e la modifica delle modalità di esercizio e gestione delle reti;
- dal 2004 (anno in cui è stato effettuato l'aggiornamento dei fattori di perdita standard vigenti fino alla fine del 2011) a oggi le reti elettriche, anche per effetto dei meccanismi tariffari incentivanti adottati dall'Autorità, hanno subito un costante processo di efficientamento, pure dal punto di vista gestionale, che potrebbe aver comportato una riduzione delle perdite di rete.

Sulla base delle precedenti considerazioni, con la delibera 28 aprile 2011, ARG/elt 52/11, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla valutazione dell'adeguatezza dei fattori di perdita standard di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, e dell'eventuale necessità di adeguamento dei medesimi fattori. Nell'ambito del procedimento attivato con la delibera ARG/elt 52/11, l'Autorità ha commissionato al Dipartimento di energia del Politecnico di Milano uno studio finalizzato alla valutazione delle perdite sulle reti di trasmissione e di distribuzione.

Tenendo conto delle risultanze di tale studio, con il documento per la consultazione 26 gennaio 2012, 13/2012/R/eel, l'Autorità ha proposto la revisione dei fattori di perdita standard di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, da applicarsi all'energia elettrica immessa nelle reti di media e bassa tensione, tenendo conto, tra l'altro, dello sviluppo e della crescita della generazione distribuita.

Suddivisione della rete rilevante in zone  
per il triennio 2012-2014

L'Autorità ha positivamente verificato il nuovo allegato A.24 al Codice di rete, recante la suddivisione della rete di trasmissione rilevante per il triennio 2012-2014. La nuova configurazione zonale beneficia della rimozione del polo di produzione limitata<sup>1</sup> di Monfalcone per effetto sia dei potenziamenti di rete in fase di completamento, sia dell'installazione dei PST (*Phase-Shifting Transformer*) di Padriciano e Divaccia, che hanno permesso un maggiore controllo dei flussi di importazione dalla Slovenia.

Modifiche del Codice di rete

Con la delibera 19 gennaio 2012, 5/2012/R/eel, l'Autorità ha positivamente verificato i seguenti affinamenti del Codice di rete:

- \* al Capitolo 4 del Codice di rete, relativo ai criteri di abilitazione all'offerta di accensione, la modifica volta a escludere la possibilità di presentare un'offerta di accensione per unità di produzione funzionalmente connesse con cicli produttivi la cui energia immessa in rete rappresenti esclusivamente l'eccedenza, rispetto al consumo dei predetti cicli produttivi, senza implicare l'ingresso in parallelo di alcun gruppo di generazione;
- \* al Capitolo 7 del Codice di rete, relativo ai parametri di soglia

<sup>1</sup> Area di produzione di energia elettrica in cui non c'è domanda, e che pertanto richiede un'adeguata connessione con la rete per essere re-indirizzata sul territorio.

per il calcolo del corrispettivo unitario di mancato rispetto dell'ordine di accensione, la modifica volta a rendere meno restrittive tali soglie, onde evitare ingiustificate penalizzazioni a unità di produzione che hanno eseguito l'ordine di accensione in maniera efficace;

- all'Allegato A.25 al Codice di rete, relativo a nuove modalità di determinazione dei programmi vincolanti di immissione o di prelievo, la modifica volta a consentire un migliore controllo degli scambi programmati di energia elettrica con i sistemi elettrici interconnessi con il sistema elettrico nazionale.

## Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti

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

Con la delibera 4 agosto 2011, ARG/elt 110/11, l'Autorità è intervenuta in materia di criteri per la determinazione dei corrispettivi a remunerazione degli impianti essenziali in regime ordinario e di reintegrazione dei costi (per una trattazione completa vedi anche la *Relazione Annuale 2011*), al fine, tra l'altro, di adattare la regolazione ai cambiamenti occorsi nei mercati delle quote di emissione e per definire aspetti procedurali connessi con il riconoscimento dei costi. Sono stati dunque adottati accorgimenti metodologici volti a circoscrivere il potenziale impatto distortivo che – come accaduto nel 2011 – la valorizzazione delle quote di emissione può subire da limitazioni dell'operatività sia del registro nazionale dell'*Emissions Trading Scheme*, sia dei mercati dei prodotti assunti come riferimento per dette valorizzazioni.

Sono state fornite precisazioni circa la composizione del costo variabile riconosciuto, includendo in modo esplicito le ecotasse all'interno del valore standard della componente a copertura del costo per additivi e smaltimento residui della combustione. È stato inoltre stabilito che gli utenti del dispacciamento comunichino a Terna i dati sulla produzione di energia elettrica soggetta all'obbligo dei certificati verdi, in modo da agevolare le verifiche sui valori del costo variabile.

Per quanto attiene al riconoscimento dei corrispettivi, è stato introdotto un sistema di acconto-conguaglio per il regime

ordinario – mutuando quanto già previsto per il regime di reintegrazione dei costi – in modo da tenere contemporaneamente conto del tempo necessario per l'acquisizione di alcuni dati per la determinazione del costo variabile riconosciuto e delle scadenze in base alle quali Terna tipicamente gestisce le procedure connesse con la fatturazione e la liquidazione dei corrispettivi.

La delibera ARG/elt 110/11, oltre a confermare per l'anno 2012 alcune disposizioni valide per l'anno 2011, ha semplificato la metodologia di calcolo della componente del costo variabile riconosciuto a copertura del corrispettivo di sbilanciamento e ha aggiornato l'elenco dei prodotti di riferimento per la valorizzazione dei combustibili.

Il quadro regolatorio sui criteri di determinazione dei corrispettivi per gli impianti essenziali in regime ordinario e di reintegrazione dei costi per l'anno 2012 è stato completato con l'adozione delle delibere 30 settembre 2011, ARG/elt 129/11 e 1 dicembre 2011, ARG/elt 172/11. Con il primo provvedimento sono stati approvati i valori proposti da Terna con riferimento agli standard di consumo, di emissione e di costo per additivi, nonché di smaltimento dei residui della combustione relativi alle diverse categorie tecnologia-combustibile. Sulla base di questi standard, determinati utilizzando i dati acquisiti ai sensi della disciplina sul monitoraggio, è stata effettuata la verifica di congruità dei valori standard specifici di ciascuna unità essenziale, rilevanti per la valorizzazione del costo variabile riconosciuto, prima che gli stessi fossero approvati con la delibera ARG/elt 172/11.

---

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

---

In seguito alla presentazione di specifiche istanze da parte di Acea Energia Holding, Edipower, Enel Produzione ed E.On Energy Trading, con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 208/11, l'Autorità ha ammesso alla reintegrazione dei costi per l'anno 2012 i seguenti impianti essenziali: Montemartini di Acea Energia Holding, San Filippo del Mela 220 kV di Edipower, Augusta, Bari e Sulcis di Enel Produzione, Centro Energia Ferrara di E.On Energy Trading.

In aggiunta a ciò, l'impianto Porto Empedocle è stato ammesso al regime di reintegrazione per un periodo pluriennale che decorre dall'anno 2012, sulla base del parere espresso da Terna circa la pluriennalità della condizione di essenzialità e alla luce dell'esigenza di rendere attuabile, sotto il profilo economico-finanziario, il piano di investimenti necessario per l'adeguamento alla normativa ambientale.

L'ammissione al regime di reintegrazione è motivata, da un lato, dall'elevato grado di improbabilità che i citati impianti siano in grado di assicurare un'adeguata remunerazione del capitale investito in assenza di reintegrazione, se obbligati a presentare offerte nei mercati dell'energia e nel mercato dei servizi di dispacciamento a prezzi allineati esclusivamente ai costi variabili, dall'altro lato, dal maggior beneficio atteso per il sistema elettrico rispetto al caso di esclusione, anche parziale, degli stessi impianti dall'elenco degli impianti essenziali.

---

**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 sottoscrivere con Terna una delle categorie di contratto disciplinate dall'art. 65-bis della delibera n. 111/06.

La delibera 20 ottobre 2011, ARG/elt 142/11, ha stabilito 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.

Anche rispetto all'anno 2012, come già accaduto per l'anno 2011, alcuni utenti del dispacciamento hanno espresso l'intenzione di aderire ai regimi alternativi per quantità parziali. Con la delibera 6 dicembre 2011, ARG/elt 176/11, l'Autorità ha dunque modificato i valori di alcuni dei parametri tecnico-economici, per tenere conto degli effetti della scelta degli operatori sulle esigenze di potenza minima d'impegno. Successivamente, con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 209/11, sono state approvate le proposte contrattuali elaborate da Terna in relazione agli utenti del dispacciamento che hanno aderito ai regimi alternativi per l'anno 2012.

# Regolamentazione tecnica: norme in materia di qualità dei servizi

## Regolazione della qualità dei servizi di rete

L'Autorità procede ogni quattro anni alla revisione complessiva della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi. Nel corso del 2011 l'attività di regolamentazione della qualità dei servizi elettrici ha riguardato principalmente la revisione della regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per il periodo di regolazione 2012-2015, nel quadro del procedimento avviato con la delibera 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10. In esito a detto procedimento sono stati adottati i provvedimenti finali 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11 e ARG/elt 198/11, riguardanti rispettivamente la qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica e la qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica. Il procedimento sulla qualità dei servizi elettrici è stato sottoposto, per gli aspetti di maggiore rilevanza, all'Analisi di impatto della regolazione (AIR), e si è svolto in parallelo all'analogo procedimento per le tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il medesimo periodo di regolazione, avviato con la delibera 31 gennaio 2011, ARG/elt 6/11, parimenti oggetto di AIR, e conclusosi con l'adozione del provvedimento 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11. L'esigenza di condurre in parallelo la revisione tariffaria e quella della regolazione della qualità dei servizi è da rinvenire, secondo le indicazioni della legge n. 481/95, nella necessità di fornire alle imprese regolate attraverso il meccanismo del *price cap* stimoli adatti ad assicurare livelli adeguati di qualità del servizio, per evitare che le riduzioni dei costi, necessarie a ottenere superiori livelli di efficienza, possano essere perseguite a scapito della qualità del servizio fornito. Le proposte dell'Autorità per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel periodo di regolazione 2012-2015 sono state elaborate tenendo conto

dell'esperienza attuativa della regolazione esistente e dei seguenti obiettivi generali:

- coerenza tra provvedimenti in materia di regolazione della qualità dei servizi e provvedimenti in materia di regolazione delle tariffe e dei corrispettivi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- miglioramento della regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione e della valorizzazione dei servizi di mitigazione, prevedendone un'applicazione uniforme a tutta la RTN;
- rafforzamento dei livelli di tutela degli utenti tramite interventi di miglioramento della regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione e l'estensione degli standard specifici sul numero di interruzioni, per gli utenti alimentati in media tensione alle interruzioni brevi;
- adozione di nuove iniziative in materia di qualità della tensione, come i cosiddetti "buchi di tensione", per venire incontro alle esigenze degli utenti con impianti a essi sensibili;
- miglioramento della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura, alla luce dei risultati ottenuti dalla regolazione vigente e del mutato scenario di mercato dell'energia elettrica.

Nel corso del 2011 sono continuate, in relazione al periodo 2008-2011, le attività correnti di attuazione della regolazione della qualità sia del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, disciplinata dalla delibera 27 dicembre 2007, n. 341/07, sia dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, disciplinata dalle delibere 19 dicembre 2007, n. 333/07, e 18 dicembre 2006, n. 292/06, in tema di continuità del servizio, qualità commerciale e monitoraggio (vedi la *Relazione Annuale* degli anni precedenti).

---

Qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica  
– Revisione della regolazione premi-penalità della continuità  
del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

---

La delibera ARG/elt 198/11 mantiene sostanzialmente inalterato l'impianto regolatorio vigente che, tramite un meccanismo premi-penalità, promuove il miglioramento della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e prevede il raggiungimento di livelli obiettivo – uniformi sul territorio nazionale e differenziati solamente per tipologia di rete – entro il 2015 per la durata delle interruzioni ed entro il 2019 per il numero di interruzioni. In tale prospettiva sono state introdotte alcune misure finalizzate a premiare, senza maggiori impatti in tariffa, una rapida convergenza tra i livelli di continuità del Nord del Paese e quelli del Sud. Per quanto riguarda la durata delle interruzioni:

- è stato previsto un premio aggiuntivo per gli ambiti territoriali con livelli di durata delle interruzioni ancora lontani dal livello obiettivo, ma che lo raggiungeranno entro il 2015;
- è stata disposta una riduzione del 33% dei premi per gli ambiti territoriali che nel corso degli anni, e sino al 2011, hanno registrato livelli di durata migliori dei livelli obiettivo, e che per tale motivo hanno ricevuto la gran parte dei premi erogati.

Per quanto riguarda il numero di interruzioni:

- è stato rimosso il tetto massimo al miglioramento percentuale richiesto annualmente alle imprese distributrici;
- è stata confermata l'opzione vigente di adesione facoltativa al meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a terzi (con effetti anche sulla durata delle interruzioni).

È stata infine introdotta una norma che consente alle imprese distributrici con meno di 25.000 utenti di aderire volontariamente alla regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni.

---

Revisione della regolazione individuale della continuità  
del servizio di distribuzione per utenti in media tensione

---

Con la delibera ARG/elt 198/11 sono state incluse anche le interruzioni brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) negli standard individuali di continuità del servizio per gli utenti

alimentati in media tensione.

Precedentemente erano in vigore standard individuali per le sole interruzioni lunghe (di durata superiore a tre minuti). Sono stati confermati gli indennizzi automatici per gli utenti alimentati in media tensione in caso di mancato rispetto degli standard da parte delle imprese distributrici (per tutte le interruzioni oltre lo standard e sino al doppio dello standard per il biennio 2012-2013 e per tutte le interruzioni oltre lo standard e sino al triplo dello standard per il biennio 2014-2015), con la novità dell'utilizzo della potenza effettiva interrotta, ai fini della loro quantificazione in luogo della potenza media interrotta, precedentemente calcolata su base convenzionale. Parallelamente è stato aumentato il parametro che valorizza la potenza interrotta che, a regime, varrà 2,7 €/kW interrotto per il prelievo e 0,1 €/kW interrotto per l'immissione.

Sono stati mantenuti e rafforzati i meccanismi previsti per favorire lo sviluppo di sistemi di protezione degli impianti di utenza in media tensione selettivi rispetto alle protezioni di rete, in modo da evitare che guasti originati all'interno degli impianti di utenza provocino interruzioni per gli utenti circostanti, anche alimentati in bassa tensione.

È stato confermato che gli utenti in media tensione che non adeguano i propri impianti ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità e dalle norme CEI, oltre a non avere diritto all'eventuale indennizzo automatico, devono versare il Corrispettivo tariffario specifico (CTS), semmai maggiorato ai sensi della delibera 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08.

Sono state rafforzate le disposizioni riguardanti le informazioni e le comunicazioni periodiche agli utenti in media tensione. Allo scopo è stato introdotto l'obbligo dell'utilizzo di internet per le imprese distributrici con almeno 25 utenti in media tensione.

Sempre in materia di regolazione individuale per gli utenti in media tensione, la delibera ARG/elt 198/11 ha introdotto due nuovi meccanismi incentivanti mirati a migliorare la continuità del servizio:

- il primo è indirizzato alla riduzione del numero di utenti peggio serviti, cioè di quegli utenti che subiscono un numero annuo di interruzioni di responsabilità dell'impresa distributtrice superiore agli standard individuali di continuità del servizio;
- il secondo è finalizzato alla riduzione del numero di utenti in media tensione in prelievo con potenza disponibile

inferiore o uguale a 100 kW con consegna su palo, tramite la trasformazione del loro punto di prelievo in bassa tensione.

Tali meccanismi incentivanti sono finanziati dal Fondo utenti in media tensione, appositamente istituito presso la CCSE e alimentato dal gettito del CTS versato dagli utenti in media tensione nel periodo 2010-2015.

#### Nuove iniziative in materia di qualità della tensione

L'attenzione e le aspettative degli utenti per la qualità tecnica del servizio elettrico non si limitano alla continuità della fornitura. Alcuni utenti hanno infatti impianti che sono sensibili anche ad altri disturbi della tensione di alimentazione, quali per esempio i buchi di tensione (cioè i cali della tensione di rete che non ne determinano però l'assenza completa che contraddistingue le interruzioni). L'insieme di questi fenomeni è individuato con l'espressione "qualità della tensione".

Nel corso degli ultimi anni l'Autorità ha affrontato gli aspetti di qualità della tensione con un insieme di iniziative. La regolazione della qualità della tensione introdotta con la delibera ARG/elt 198/11 ha carattere fortemente innovativo e, sulla base degli esiti del monitoraggio sperimentale promosso dall'Autorità ed effettuato nel periodo 2006-2011 dalla società RSE (Ricerca sul sistema energetico) si propone di perseguire le seguenti finalità:

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

Per conseguire tali obiettivi è stato avviato un sistema di monitoraggio esteso della qualità della tensione, da realizzarsi in tre anni a partire dal 2012. Il sistema prevede l'obbligo, per le imprese distributrici, di monitorare i buchi di tensione in ogni semisbarra

in media tensione di cabina primaria di cui sono proprietarie con apparecchiature di misura conformi alla norma CEI EN 61000-4-30, da mettere in servizio entro il 31 dicembre 2014.

Per le imprese distributrici sono previsti obblighi di comunicazione periodici agli utenti in media tensione in relazione ai buchi di tensione registrati sulla semisbarra in media tensione che li alimenta.

Nel corso del periodo di regolazione 2012-2015 sarà oggetto di approfondimento la definizione di indicatori aggregati sintetici per il monitoraggio della performance di rete in materia di buchi di tensione. Per quanto riguarda la bassa tensione, l'Autorità potrà richiedere alle imprese distributrici l'effettuazione di campagne di monitoraggio delle variazioni della tensione di fornitura tramite i contatori elettronici installati presso quasi tutti gli utenti.

Sul tema delle variazioni della tensione di fornitura nelle reti in bassa tensione, 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 formulato le proprie osservazioni in merito agli effetti delle disposizioni della legge n. 105/49 sullo svolgimento del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. L'Autorità ha nel frattempo segnalato la necessità di abrogare tale disposizione primaria (per esempio, valore normale della bassa tensione pari a 220 V ecc.) che ostacola il pieno recepimento delle indicazioni derivanti dalle disposizioni europee in materia di armonizzazione degli standard di fornitura. L'Autorità ha infine evidenziato come nel dispositivo di legge di abrogazione della legge n. 105/49 fosse altresì necessario assumere la norma CEI 8-6, *Tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione pubblica a bassa tensione*, valida dal 15 aprile 1990, quale norma di riferimento per le tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione in bassa tensione. Sulla base di quanto evidenziato con la segnalazione PAS 5/11, nella delibera ARG/elt 198/11 sono stati temporaneamente disciplinati i limiti di variazione della tensione di fornitura in vigore della legge n. 105/49. Successivamente, il decreto legislativo 24 gennaio 2012, n. 1, convertito dalla legge n. 27 del 24 marzo 2012, ha effettivamente assunto la norma CEI 8-6 quale normativa tecnica di riferimento per i livelli nominali di tensione dei sistemi elettrici di distribuzione in bassa tensione.

---

Nuovo modello di contratto per la qualità

---

In considerazione della scarsa attuazione della disciplina dei contratti fra operatori e utenti, basati anche su parametri relativi alla qualità del servizio (c.d. "contratti per la qualità") introdotta nel 2004, nell'ambito del procedimento sulla qualità dei servizi per il periodo 2012-2015 è stata proposta la definizione di un nuovo modello di contratto per la qualità, semplificato e che possa riferirsi inizialmente alla continuità del servizio, soprattutto alle interruzioni lunghe e brevi, e solo successivamente ad altri parametri della qualità della tensione. L'Autorità auspica che tale nuovo modello di contratto, da porre allo studio di un tavolo di lavoro costituito *ad hoc* con rappresentanti degli operatori e degli utenti potenzialmente interessati, sia ispirato a principi di chiarezza sugli obblighi e sulle responsabilità delle controparti, nonché a conseguenze esplicite per il mancato rispetto degli stessi.

---

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

---

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto il programma di dieci verifiche ispettive previsto dalla delibera 19 maggio 2011, VIS 59/11. Fra queste, sette hanno riguardato altrettanti centri di telecontrollo di imprese distributrici già storicamente soggette al meccanismo premi-penalità (tre di Enel Distribuzione relativamente ai centri di telecontrollo di Campobasso, Catania e Mestre, quattro di altre imprese distributrici: Acea Distribuzione, Aem Torino Distribuzione, Amet e Deval); le altre imprese distributrici verificate sono state STET, soggetta a regolazione dall'anno 2009, SEA Società elettrica di Favignana, in regolazione dall'anno 2010, e Idroelettrica Valcanale di Mario Gabriele Massarutto e C., la cui entrata in regolazione era prevista nel 2011. Come già avvenuto per i controlli degli anni precedenti sulle imprese soggette storicamente alla regolazione incentivante, nessun controllo ha riscontrato errori di registrazione tali da invalidare i dati comunicati dalle imprese. Si conferma quindi l'impegno delle imprese distributrici nell'assicurare il requisito essenziale di ogni meccanismo incentivante, cioè la corretta registrazione dei dati su cui si basano premi e penalità. Per SEA Società elettrica di Favignana sono state riscontrate alcune non conformità di sistema che hanno reso necessaria la diminuzione del premio per

l'ambito sottoposto a verifica.

Per Idroelettrica Valcanale di Mario Gabriele Massarutto e C. l'esito della verifica ispettiva è risultato non conforme alle disposizioni della delibera VIS 59/11. Per tale impresa, con la delibera 10 novembre 2011, VIS 101/11, l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale per l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie a causa di violazioni in materia di registrazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Sulla base dei dati trasmessi all'Autorità dalle imprese distributrici soggette alla regolazione, e a seguito delle verifiche ispettive su tali dati, con la delibera 24 novembre 2011, ARG/elt 170/11, l'Autorità ha chiuso il procedimento per la determinazione dei recuperi di continuità per l'anno 2010. Sono stati erogati circa 126 milioni di euro di premi a fronte dei miglioramenti della continuità del servizio, di cui 60 per la durata delle interruzioni e 66 per il numero delle interruzioni. Parimenti sono stati assegnati circa 97 milioni di euro di penalità a fronte dei peggioramenti della continuità del servizio, di cui 43 per la durata delle interruzioni e 54 per il numero delle interruzioni.

Con la delibera 21 settembre 2011, ARG/elt 123/11, sono stati determinati i livelli di partenza e i livelli tendenziali di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, per l'anno 2011, per sette imprese distributrici di minori dimensioni (Azienda energetica Valtellina Valchiavenna, Azienda elettrica comunale – Andalo, Azienda elettrica comunale Castello, Comune di Cavalese – AEC, Comune di Isera, Secab Società cooperativa, Società elettrica ponzone).

---

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

---

Gli indicatori di durata e numero delle interruzioni si basano sul calcolo del numero effettivo di utenti disalimentati in ciascuna interruzione. Con la delibera 20 giugno 2001, n. 122/06, l'Autorità ha introdotto la disciplina relativa alla registrazione del numero effettivo di utenti alimentati in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico. Tale disciplina prevede l'adozione, da parte delle imprese distributrici, di un regime operativo ai fini della registrazione degli utenti alimentati in bassa tensione effettivamente interrotti. Tra i regimi ammissibili è stato previsto anche il cosiddetto "regime C", realizzabile tramite l'ausilio dei misuratori elettronici e del sistema di telegestione, che è ritenuto lo strumento più efficace per l'individuazione esatta del numero



di utenti in bassa tensione disalimentati.

Con la delibera n. 292/06, l'Autorità ha introdotto un incentivo economico per la rilevazione degli utenti in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico mediante l'utilizzo degli stessi misuratori elettronici e dei sistemi preposti alla loro telegestione; ciò prevedendo nel contempo una tempistica di messa in servizio accelerata per tali misuratori e in particolare il rispetto di una soglia minima dell'85% al 31 dicembre 2009 (in tal caso l'obbligo di utilizzo dei misuratori elettronici per le rilevazioni sopraccitate decorre dall'1 gennaio 2010) o al 31 dicembre 2010 (in tal caso l'obbligo di utilizzo dei misuratori elettronici per le rilevazioni sopraccitate 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 tre verifiche ispettive previsto dalla delibera 16 marzo 2011, VIS 43/11, per le imprese cui è stato erogato l'incentivo con la delibera 10 dicembre 2009, ARG/elt 179/10. Per Asm Voghera l'esito della verifica ispettiva è risultato non conforme alle disposizioni della delibera VIS 43/11, e dei Titoli I e III della delibera 10 dicembre 2009, ARG/elt 190/09, che disciplina i controlli per tale materia. Con la delibera 28 luglio 2011, VIS 79/11, è stata dunque avviata un'istruttoria formale nei confronti di Asm Voghera, per l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie dato l'accertamento di violazioni in materia di rilevazione, tramite misuratori elettronici, degli utenti in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico; è stata inoltre intimata la restituzione dell'incentivo erogato con la delibera ARG/elt 179/10. Con la delibera 15 dicembre 2011, ARG/elt 184/11, è stato erogato l'incentivo ridotto, di cui alla delibera n. 292/06, a 17 imprese distributrici che utilizzano i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione per la registrazione degli utenti in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, a partire dall'1 gennaio 2011.

A seguito dei controlli effettuati ai sensi dei Titoli I e II della delibera ARG/elt 190/09, sono state riscontrate non conformità per 20 imprese distributrici alle quali non è stato erogato l'incentivo ridotto. Sono state accolte le istanze di 14 imprese distributrici che, ai sensi della delibera 15 settembre 2011, ARG/elt 121/11, hanno rinunciato all'incentivo ridotto. Con la delibera 16 febbraio 2012, 47/2012/R/eel, sono state accolte le successive istanze di rinuncia all'incentivo ridotto dell'Azienda elettrica comunale di Vipiteno e di Acegas-Aps.

---

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica – Revisione della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura

---

Con la delibera ARG/elt 198/11 sono state declinate le finalità che l'Autorità intende perseguire in applicazione della disciplina della qualità commerciale:

- rafforzare la tutela dei diritti dei clienti finali attraverso livelli specifici e generali di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, oltre che indennizzi automatici per il richiedente in caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità per cause imputabili al distributore;
- assicurare una corretta e omogenea registrazione delle prestazioni richieste dai clienti per disporre di indicatori di qualità commerciale affidabili, comparabili e verificabili, oltre che per consentire un'adeguata informazione dei clienti in merito alla tempestività di esecuzione delle prestazioni richieste;
- armonizzare la disciplina delle prestazioni il cui costo è determinabile in sede di prima chiamata telefonica o di primo contatto tra il cliente finale e il venditore;
- estendere ai produttori di energia elettrica elementi di tutela relativi ad alcune prestazioni di qualità commerciale.

Uno degli aspetti principali affrontati in sede di revisione quadriennale della regolazione della qualità commerciale ha riguardato la disciplina dei lavori ad ammontare predeterminabile. L'avvenuta separazione tra attività di distribuzione e attività di vendita fa sì che i clienti richiedano le prestazioni tipiche delle attività di distribuzione e misura non più direttamente all'impresa distributtrice, ma attraverso il proprio venditore, solitamente tramite chiamata telefonica.

Di conseguenza vi è il rischio di disomogeneità nella gestione delle richieste dei clienti sia da parte delle imprese distributtrici sia da parte dei venditori, e una potenziale dilatazione dei tempi per la preventivazione e l'esecuzione di alcune prestazioni, in particolare per i lavori ad ammontare predeterminabile. L'Autorità ha inteso perciò intervenire per garantire ai clienti parità di trattamento e tempi certi nell'adempimento delle loro richieste, in particolare tramite un'armonizzazione dei lavori ad ammontare

predeterminabile e l'introduzione del preventivo rapido, di norma telefonico, a cura dei venditori. Ulteriori novità introdotte per il periodo 2012-2015 riguardano:

- l'introduzione di due nuovi standard specifici: il tempo massimo per la sostituzione del gruppo di misura guasto e il tempo massimo per il ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- l'armonizzazione del trattamento dei reclami dai clienti finali ai venditori previsti nel TIQV (Allegato A alla delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale*);
- l'estensione di alcuni standard di qualità commerciale ai produttori di energia elettrica (in particolare il tempo massimo per la comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura di proprietà del distributore, il tempo massimo per la sostituzione del gruppo di misura guasto del distributore, il tempo massimo per la comunicazione dell'esito della tensione

di fornitura e il tempo massimo per il ripristino del valore corretto della tensione di fornitura);

- la possibilità per i clienti in media tensione di richiedere la verifica documentale e analitica della potenza di corto circuito sul proprio punto di connessione con la rete in media tensione;
- la possibilità di richiedere lo spostamento comune di almeno quattro gruppi di misura da parte degli amministratori di condominio per conto dei clienti;
- la revisione degli importi degli indennizzi automatici base: 35 € per i clienti in bassa tensione domestici, 70 € per i clienti in bassa tensione non domestici e 105 € per i clienti in media tensione.

La previgente disciplina degli indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici è stata confermata. Infine, con la delibera 5 aprile 2012, 136/2012/R/eel, si è provveduto a modifiche e rettifiche di errori materiali agli allegati A alle delibere 30 dicembre 2004, n. 250/04, ARG/elt 197/11 e ARG/elt 198/11, nonché agli allegati B e C alla delibera ARG/elt 33/08.

## Misure di salvaguardia del sistema elettrico

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

In seguito all'incremento dei consumi nazionali connesso con il perdurare di condizioni meteorologiche avverse e alla contestuale riduzione nell'approvvigionamento di gas naturale, in data 6 febbraio 2012 il Ministro dello sviluppo economico ha adottato un atto di indirizzo finalizzato a ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico e a garantire la sicurezza delle forniture alle famiglie e alle imprese. Il menzionato provvedimento ha, da un lato, consentito a Terna di utilizzare le misure necessarie per massimizzare l'uso di centrali termoelettriche non alimentate a gas naturale, assimilandole, ai fini del dispacciamento, agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico per il periodo dell'emergenza. Dall'altro lato, ha stabilito che l'Autorità

definisca, su istanza dei singoli produttori interessati, i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti.

Alla luce dell'atto di indirizzo, con il provvedimento 7 febbraio 2012, 31/2012/R/eel, l'Autorità ha fissato criteri urgenti per la formulazione delle offerte sul mercato elettrico relative agli impianti utilizzati da Terna per l'emergenza.

Con la medesima delibera è stato altresì avviato un procedimento per la definizione del metodo per la determinazione dei corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori oneri sostenuti dagli utenti del dispacciamento, con riferimento agli impianti interessati dalla misura. Il citato metodo, che risponderà al principio della minimizzazione dei costi per il sistema elettrico, sarà fondato, con i dovuti adattamenti, sulla disciplina vigente in tema di corrispettivi per gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico in regime ordinario.

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

Connessione degli impianti di produzione – Aggiornamento del TICA per la definizione di nuovi strumenti per superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche

Con la delibera 22 dicembre 2011, ARG/elt 187/11, l'Autorità ha nuovamente aggiornato il *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA), definendo, tra l'altro, nuovi strumenti per superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche.

Più in dettaglio, l'Autorità, considerata anche l'attenuazione del fenomeno della saturazione virtuale della capacità di rete e fatta salva ogni eventuale revisione del quadro regolatorio laddove tale fenomeno dovesse tornare ad aggravarsi, ha disposto che i richiedenti la connessione diversi dai clienti domestici:

- nel caso di *merchant lines* e di impianti alimentati da fonti non rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento da connettere con la RTN, pur in presenza di connessioni in aree critiche o su linee critiche, all'atto dell'accettazione del preventivo non debbano mettere a disposizione del gestore di rete il corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete, in quanto l'accettazione del preventivo non comporta la prenotazione della capacità di rete;
- in tutti gli altri casi ed esclusivamente nel caso di connessioni in aree critiche o su linee critiche, all'atto dell'accettazione del preventivo debbano mettere a disposizione del gestore di rete il corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete, eventualmente sotto forma di fidejussione bancaria o tramite una *Parent Company Guarantee*, di importo pari al prodotto tra la potenza ai fini della connessione e 20,25 €/kW.

Il corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete viene restituito nei casi in cui il richiedente rinunci all'iniziativa, in tutto o in parte, oppure l'iniziativa decada, in tutto o in parte, entro due anni dalla data di accettazione del preventivo, ovvero nei casi in cui l'iniziativa decada, in tutto o in parte,

oltre due anni dalla data di accettazione del preventivo, per cause indipendenti dalla responsabilità del richiedente; in tutti gli altri casi il corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete viene trattenuto dal gestore di rete e versato alla CCSE.

Le disposizioni previste dalla delibera ARG/elt 187/11 si applicano anche nel caso di richieste di connessione già inviate al gestore di rete. Solo in tal modo le predette disposizioni possono essere efficaci, in quanto il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche è già attualmente rilevante.

### Tariffe per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura

Con la delibera ARG/elt 199/11, l'Autorità ha concluso il procedimento avviato con la delibera ARG/elt 6/11, sottoposto ad AIR, approvando sia disposizioni inerenti ai criteri di regolazione tariffaria per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, sia disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Nella definizione dei nuovi criteri di regolazione tariffaria, con particolare riferimento al servizio di trasmissione, l'Autorità ha previsto che si tenesse conto di una serie di esigenze di carattere generale, tra le quali:

- la necessità di introdurre meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture, anche tramite l'individuazione di priorità nello sviluppo delle infrastrutture energetiche transnazionali;
- la necessità di garantire che tariffe e corrispettivi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione della qualità e delle condizioni contrattuali per l'erogazione dei servizi;
- l'esigenza di procedere, ove possibile, con l'ulteriore

omogeneizzazione dei criteri di riconoscimento dei costi della regolazione tariffaria nei settori dell'energia elettrica e del gas.

I meccanismi di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione, definiti per il quarto periodo di regolazione, prevedono in particolare di:

- fissare il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica pari al 7,4%;
- introdurre, a supporto dei nuovi investimenti, un correttivo del tasso di remunerazione, pari all'1%, tale da compensare gli effetti finanziari del *regulatory lag* nel riconoscimento degli investimenti;
- determinare il capitale investito riconosciuto sulla base del criterio del costo storico rivalutato, considerando una ricostruzione parametrica degli incrementi patrimoniali realizzati precedentemente all'anno 2004 e degli incrementi patrimoniali conseguenti agli investimenti effettuati per gli anni successivi;
- confermare la politica di incentivazione degli investimenti di sviluppo e di potenziamento delle reti, tenendo comunque in debito conto l'introduzione del correttivo per la compensazione in termini finanziari del *regulatory lag*; al riguardo, l'Autorità ha inoltre previsto che sia incluso nella categoria a più alto valore di incentivazione (I=3) solo un elenco di progetti strategici per il sistema energetico, e che i medesimi progetti siano soggetti ai meccanismi di incentivo all'accelerazione degli investimenti e di rispetto della scadenza di completamento delle opere; ciò per responsabilizzare maggiormente il gestore al fine della tempestiva realizzazione di interventi di primaria importanza per il sistema elettrico nazionale;
- determinare il costo operativo riconosciuto per l'anno 2012 a partire dal costo effettivo sostenuto nell'anno 2010, tenendo conto del valore residuo, non ancora riassorbito tramite il fattore di recupero di produttività *X-factor*, delle maggiori efficienze conseguite nel secondo periodo regolatorio, nonché delle maggiori efficienze conseguite nel terzo periodo regolatorio, ripartite equamente tra esercenti e utenti delle reti. Per il quarto periodo di regolazione, il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti relativamente al servizio di trasmissione, è stato fissato pari al 3%, al fine di consentire

il recupero, entro il 2015, delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese nel secondo periodo regolatorio e non ancora trasferite agli utenti ed, entro il 2019, della quota parte di maggiori efficienze conseguite nel terzo periodo regolatorio non trasferite agli utenti;

- articolare in una struttura binomia (potenza/energia) la tariffa a copertura dei costi di trasmissione, con riferimento sia alla tariffa applicata dal gestore del sistema di trasmissione nei punti di interconnessione con le reti di distribuzione, sia al corrispettivo tariffario a copertura dei costi di trasmissione applicato ai clienti finali connessi in alta e altissima tensione.

Per quanto concerne il servizio di distribuzione, l'Autorità ha mantenuto l'impostazione generale già seguita nel corso del terzo periodo di regolazione, prevedendo il disaccoppiamento della tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. "tariffa obbligatoria"), rispetto alla tariffa di riferimento calcolata per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi, definita per ciascuna impresa (c.d. "tariffa di riferimento").

Per il quarto periodo di regolazione l'Autorità ha confermato la struttura e l'articolazione delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, relative al precedente periodo regolatorio. I livelli di tali tariffe vengono aggiornati annualmente in una logica di garanzia del vincolo di bilancio per ciascuna tipologia di contratto. Nella prospettiva di garantire l'aderenza delle tariffe di riferimento ai costi sottostanti l'erogazione del servizio di distribuzione, nell'ambito della consultazione è stata prospettata la fissazione di un vincolo ai ricavi ammessi basato sulla definizione di una tariffa di riferimento monomia, espressa in c€/punto di prelievo/anno, differenziata per livello di tensione; ciò a eccezione della tipologia relativa all'illuminazione pubblica, per la quale la tariffa di riferimento rimane espressa in c€/kWh.

Confermando l'orientamento esposto nel documento per la consultazione 21 luglio 2011, DCO 29/11, la fissazione della tariffa di riferimento a copertura dei costi di commercializzazione risulta basata su costi standard nazionali, al fine di favorire l'adozione di soluzioni efficienti nella gestione del relativo servizio. La determinazione delle tariffe di riferimento delle imprese di distribuzione è stata comunque differita a successivo provvedimento, in considerazione del fatto che i dati a tal fine trasmessi dalle imprese sono risultati ancora carenti e necessitano pertanto di ulteriori attività di affinamento ed elaborazione. Detto

provvedimento è stato adottato il 26 aprile 2012, con la delibera 157/2012/R/eel.

In continuità metodologica con il terzo periodo di regolazione, il costo operativo per il servizio di distribuzione per l'anno 2012 è stato definito a partire dal costo effettivo sostenuto nell'anno 2010, tenendo conto, da un lato, del valore residuo non ancora riassorbito tramite *X-factor*, applicato nel terzo periodo regolatorio, delle maggiori efficienze conseguite nel secondo periodo regolatorio e lasciate in capo agli esercenti, dall'altro delle maggiori efficienze conseguite nel terzo periodo regolatorio e ripartite equamente tra esercenti e utenti delle reti. Per il quarto periodo di regolazione, il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti, applicato limitatamente alle componenti della tariffa di riferimento a copertura dei costi delle infrastrutture di rete per il servizio di distribuzione, è stato fissato pari al 2,8%.

Con riferimento all'attività di distribuzione, ai fini della determinazione del valore del capitale investito riconosciuto, relativo alle immobilizzazioni nette per il primo anno del nuovo periodo di regolazione, l'Autorità ha stabilito di adottare il criterio di determinazione per impresa, sulla base di una metodologia mista proposta nel documento per la consultazione DCO 29/11 e precisata nei documenti per la consultazione 10 novembre 2011, DCO 42/11, e 6 dicembre 2011, DCO 45/11. Tale metodologia prevede di seguire un approccio parametrico per gli incrementi patrimoniali *ante* 2008 e di considerare una componente puntuale per gli incrementi patrimoniali a partire dall'anno 2008. Si evidenzia inoltre l'introduzione di appositi meccanismi che garantiscono sostanzialmente il mantenimento degli effetti di riconoscimento specifico dei costi alle imprese ammesse alla perequazione specifica aziendale, ai sensi della delibera 30 gennaio 2004, n. 5/04.

Il tasso di remunerazione del capitale investito netto, relativo a investimenti per il servizio di distribuzione, è stato fissato pari al 7,6% per gli investimenti effettuati fino al 31 dicembre 2011, e all'8,6% per gli investimenti effettuati successivamente, in modo tale da compensare gli effetti finanziari del *regulatory lag* nel riconoscimento degli investimenti.

Una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito è riconosciuta per le seguenti tipologie di investimenti, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2011:

- investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle

cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e installazione di nuovi trasformatori a basse perdite in cabine di trasformazione MT/BT esistenti o di nuova realizzazione: 1,5% per 8 anni;

- investimenti relativi a progetti pilota, selezionati con la delibera 8 febbraio 2011, ARG/elt 12/11: 2% per 12 anni;
- investimenti di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici: 1,5% per 12 anni;
- investimenti di potenziamento delle capacità di trasformazione delle cabine primarie in aree critiche: 1,5% per 12 anni;
- investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo selezionati secondo un'apposita procedura: 2% per 12 anni.

Le quote di ammortamento riconosciute ai fini tariffari sono definite sulla base di durate convenzionali relative a ciascuna categoria di cespiti. Tale riconoscimento avviene anche in relazione a cespiti il cui valore lordo risulti in tutto o in parte compensato da contributi in conto capitale, a qualsiasi titolo percepiti.

Con la delibera ARG/elt 199/11, l'Autorità ha infine avviato il processo di razionalizzazione della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica, come annunciato nel documento per la consultazione DCO 29/11 e confermato nel documento per la consultazione DCO 45/11, istituendo il *Testo integrato del servizio di misura dell'energia elettrica* (TIME). Quest'ultimo ricomprende un primo corpo di disposizioni enucleato nel *Testo integrato trasporto* (TIT) (Allegato A alla delibera 29 dicembre 2007, n. 348/07), predisponendolo come un testo unico disciplinare teso a unificare e uniformare tutti gli aspetti della disciplina, evitando disallineamenti tra le diverse disposizioni regolatorie afferenti al servizio di misura, oggi vigenti.

Con il documento per la consultazione DCO 29/11, l'Autorità aveva infatti preannunciato l'intenzione di rivedere le responsabilità in relazione al servizio di misura, con particolare riferimento al perimetro della RTN e ai punti di immissione (impianti di produzione), principalmente in una prospettiva di corretta responsabilizzazione dei diversi operatori in relazione alla rilevazione e alla messa a disposizione delle misure necessarie ai fini delle attività di competenza degli utenti del servizio; tale principio domina tutta l'impostazione di razionalizzazione ed efficientamento del servizio di misura, espressa nella delibera ARG/elt 199/11.

Lo sviluppo della regolazione, con riferimento alla revisione delle

responsabilità sul perimetro della RTN, come evidenziato anche da diversi operatori di rete durante il processo di consultazione, richiede l'approfondimento di alcune problematiche tecniche di rilievo.

In merito, l'Autorità ha inteso confermare il proprio intendimento, adottando un approccio graduale che prevede una prima ricognizione sul perimetro della RTN, al fine di procedere a una complessiva razionalizzazione della disciplina in materia di misura da far confluire all'interno del TIME; alcune ridefinizioni riguardano la responsabilità nell'erogazione del servizio su questo e altri segmenti della catena del valore, quali per esempio l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, nonché l'allocazione dei relativi costi.

Determinati aggiustamenti rispetto alla precedente regolazione sono stati adottati già dall'1 gennaio 2012, in particolare con riferimento:

- alla determinazione del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi e alla fissazione dell'*X-factor*, l'orizzonte temporale per il riassorbimento dei maggiori recuperi di produttività è stato allineato a quello previsto per il servizio di distribuzione;
- all'enucleazione della quota parte della tariffa a copertura del valore residuo dei misuratori dismessi, prevedendo che tale costo sia coperto con una componente tariffaria, a valore reale costante, entro il 2027, assicurando nel contempo, attraverso un opportuno meccanismo perequativo, che i ricavi tariffari siano ripartiti tra le imprese di distribuzione proporzionalmente ai costi sostenuti;
- all'affidamento a Terna della responsabilità dell'erogazione del servizio di rilevazione e registrazione delle misure nei punti di interconnessione con la RTN e nei punti di prelievo di clienti finali connessi direttamente con la RTN, a seguito della suddetta ricognizione che consentirà di raccogliere gli elementi utili a determinare le modalità del passaggio.

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

Ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 4 della delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08, che prevedono 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 22 dicembre 2011, ARG/elt 190/11, l'Autorità ha determinato le partite economiche a garanzia dei ricavi riconosciuti a Terna per il servizio di trasmissione, relativamente all'anno 2010.

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

Nel 2011 l'Autorità è intervenuta in materia di riconoscimento della maggiorazione sulla remunerazione delle immobilizzazioni in corso per specifici interventi di sviluppo della rete, a fronte dell'impegno di garantire l'entrata in esercizio di tali investimenti entro scadenze prestabilite, regolate per il periodo 2008-2011 in via sperimentale con la delibera 11 giugno 2010, ARG/elt 87/10<sup>2</sup>.

Nel 2010 (delibera 5 agosto 2010, ARG/elt 130/10) era stata approvata con procedura accelerata la proposta presentata dal gestore del sistema di trasmissione relativa agli anni 2010 e 2011 che ha identificato, per ciascuno degli interventi che costituiscono la proposta, gli obiettivi intermedi relativi (*milestone*) al primo biennio di applicazione del meccanismo medesimo, unitamente alle relative modalità di accertamento.

Con la delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 101/11, l'Autorità quindi ha proceduto all'accertamento dello stato di raggiungimento di detti obiettivi intermedi con riferimento all'anno 2010, verificandone il raggiungimento per sette casi su un totale di nove oggetto della verifica, con un valore pesato delle *milestone* conseguite pari al 96,62%; tale valore è quindi idoneo ai fini del riconoscimento delle incentivazioni tariffarie previste dalla delibera ARG/elt 87/10.

<sup>2</sup> Con la delibera ARG/elt 87/10 l'Autorità ha previsto l'attivazione di un meccanismo di incentivo per il gestore della RTN, il quale prevede che quest'ultimo possa ottenere il riconoscimento della maggiorazione sulla remunerazione delle immobilizzazioni in corso (LIC) relative a specifici interventi di sviluppo della rete, a fronte dell'impegno di garantire l'entrata in esercizio di tali investimenti entro scadenze prestabilite. L'Autorità ha previsto che il meccanismo di incentivi si applichi a decorrere dal periodo di regolazione 2012-2015 e, solo in via sperimentale, al periodo di regolazione 2008-2011. In particolare sono stati previsti due schemi incentivanti complementari ad accesso facoltativo:

• un meccanismo di riconoscimento delle maggiori remunerazioni sui LIC, basato sulla verifica del raggiungimento di obiettivi annuali di sviluppo, proposti dall'impresa e approvati dall'Autorità;

• un meccanismo relativo a ogni singolo intervento, che riconosce premi/penalità in funzione dell'anticipo o del ritardo rispetto alla data obiettivo prevista per il completamento di ogni singolo progetto che rientra tra i progetti di investimento approvati dall'impresa; qualora l'impresa incorra in penalità, è tenuta anche alla restituzione delle maggiori remunerazioni riconosciute sui LIC.

---

Connessioni temporanee

---

Nel primo trimestre del 2012 l'Autorità ha adottato provvedimenti in tema di regolazione delle connessioni temporanee con le reti di distribuzione in media e bassa tensione. L'Autorità era già intervenuta in materia nel corso del 2010, introducendo, con la delibera 7 maggio 2010, ARG/elt 67/10 (vedi la *Relazione Annuale 2011*), sostanziali innovazioni rispetto alla regolamentazione precedentemente in vigore, aderente a provvedimenti del Comitato interministeriale prezzi (CIP), con particolare riferimento all'obbligo di misurazione dei consumi in luogo della determinazione a forfait dei medesimi. Successivamente all'introduzione di tali modifiche sono state segnalate all'Autorità alcune criticità, relative in particolare alle forniture dedicate alle abitazioni, consistenti, da un lato, nell'onerosità e nell'incertezza delle tempistiche di connessione, dall'altro, nell'aggravio della spesa relativa alla fornitura di energia elettrica dovuta al passaggio dalla determinazione a forfait dei consumi a quella basata sulla misura della effettiva energia consumata.

Con il documento per la consultazione 9 febbraio 2012, 37/2012/R/eel, l'Autorità ha proposto alcune modifiche della regolazione, con riferimento al costo per la fornitura di energia elettrica e al costo per la connessione per le abitazioni mediante connessioni temporanee, alla definizione dell'ammontare e alla gestione del deposito cauzionale, oltre che alla realizzazione delle connessioni temporanee e all'attivazione e disattivazione delle forniture. Nelle more dell'adozione dei conseguenti provvedimenti, la delibera 9 febbraio 2012, 38/2012/R/eel, ha provveduto a differire l'obbligo di misurazione dei consumi ai fini della fatturazione dell'energia elettrica consumata, adottando la determinazione a forfait basata sulla potenza richiesta e su un tempo di utilizzo di 6 ore/giorno.

---

Energia reattiva

---

Con il documento per la consultazione 21 aprile 2011, DCO 13/11, l'Autorità ha esposto i primi orientamenti per la modifica della regolamentazione tariffaria dei prelievi di energia reattiva,

prevedendo, in linea generale, una maggiore aderenza dei corrispettivi ai costi generati, attraverso la considerazione degli effetti dell'energia reattiva sull'utilizzo della capacità di trasporto e sulle perdite di rete. Il documento ha proposto ipotesi di modifiche della regolazione esistente in relazione: al livello dei corrispettivi unitari applicati, alla soglia del fattore di potenza ammesso, all'insieme dei punti di prelievo cui applicare i corrispettivi per prelievi di energia reattiva e allo schema tariffario. Riguardo all'esigenza di garantire un tempo sufficiente per l'adeguamento degli impianti degli utenti e dei sistemi di fatturazione dei gestori di rete, l'Autorità ha proposto l'introduzione delle nuove regole a partire dall'anno 2016.

Con il successivo documento per la consultazione 8 marzo 2012, 76/2012/R/eel, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti finali in ordine alla regolazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, confermando sostanzialmente quanto proposto nel documento per la consultazione DCO 13/11. In particolare, ha trovato conferma il proposito di introdurre dei corrispettivi che rispecchino l'utilizzo della capacità di trasporto e le conseguenti perdite di rete; inoltre è stato proposto l'innalzamento della soglia del fattore di potenza ammesso, mentre è stata prevista, in continuità con la regolazione vigente, l'applicazione delle maggiorazioni per prelievi di energia reattiva limitatamente ai punti di prelievo con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW.

---

Reti interne d'utenza

---

Le reti interne d'utenza sono reti elettriche le cui caratteristiche sono state definite nell'ambito della legge 23 luglio 2009, n. 99, che ha affidato all'Autorità il compito di censire tali reti. A seguito del procedimento avviato dall'Autorità con la delibera 12 aprile 2010, ARG/elt 52/10, e la delibera 6 maggio 2010, ARG/elt 66/10, è stato pertanto definito l'elenco delle reti interne d'utenza, ferma restando la valutazione di eventuali future richieste di inserimento di reti elettriche private in tale elenco.

A tale proposito, con la delibera 5 aprile 2012, 130/2012/R/eel, l'Autorità, su richiesta di alcuni soggetti gestori di reti private e dopo aver verificato la coerenza di tali reti con le caratteristiche di cui alla legge n. 99/09, ha esteso l'elenco delle reti interne d'utenza,

---

<sup>1</sup> Sono considerate temporanee, ai sensi dell'Allegato B della delibera 29 dicembre 2007, n. 348/07, le connessioni la cui durata prevista è inferiore a tre anni. In caso di motivata richiesta possono essere prorogate a sei anni.

dandone comunicazione al Ministero dello sviluppo economico.

#### Iniziative a sostegno della mobilità elettrica

Nel corso del 2010 l'Autorità ha avviato alcune iniziative a sostegno dello sviluppo della mobilità elettrica con riferimento sia alla ricarica "privata" dei veicoli (con la delibera 19 aprile 2010, ARG/elt 56/10) sia a quella "pubblica" (con la delibera 15 dicembre 2010, ARG/elt 242/10), di cui si dà conto più estesamente nella *Relazione Annuale 2011*. In particolare con quest'ultimo intervento, l'Autorità ha di fatto esteso anche a tale ambito l'approccio per "progetti pilota", già adottato per la promozione delle *smart grids*, prevedendo agevolazioni tariffarie per alcuni progetti dimostrativi per lo sviluppo di infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici.

La medesima delibera ha previsto inoltre che l'Autorità individui con proprio provvedimento i progetti pilota da ammettere alle agevolazioni tariffarie.

Con la delibera 13 luglio 2011, ARG/elt 96/11, l'Autorità, sulla base delle risultanze del Rapporto di valutazione predisposto dai suoi Uffici con il supporto tecnico della società RSE, ha effettuato la selezione dei progetti pilota, ammettendo alle agevolazioni tariffarie cinque progetti classificabili secondo la seguente ripartizione:

- un progetto riconducibile al modello distributore, in cui il servizio di ricarica è garantito dall'impresa di distribuzione di energia elettrica e dove ogni punto di ricarica è considerato come un punto di fornitura condiviso da più clienti finali;
- due progetti riconducibili al modello *service provider* in esclusiva, dove il servizio di ricarica è garantito da un soggetto terzo rispetto all'impresa di distribuzione di riferimento, che opera però sulla base di convenzioni di esclusiva in riferimento a un determinato territorio;
- due progetti riconducibili al modello *service provider* in concorrenza in cui il servizio, analogamente alle attuali aree di servizio per la somministrazione di carburanti, è garantito da soggetti che competono tra di loro.

La delibera ARG/elt 96/11 ha inoltre previsto che:

- i proponenti i progetti pilota debbano presentare Rapporti semestrali sullo stato di avanzamento delle attività;

- a fronte della mancanza, ovvero della inadeguatezza dei dati di monitoraggio forniti in tali Rapporti semestrali, l'Autorità possa avviare un procedimento di esclusione dall'erogazione delle agevolazioni tariffarie.

#### Sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica

L'art. 17 del decreto legge 3 marzo 2011, n. 28, prevede che il gestore del sistema di trasmissione nazionale possa includere nel proprio Piano di sviluppo della rete sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili.

In conformità con quanto previsto dall'art. 36, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11, il gestore può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi di energia elettrica mediante batterie; inoltre tali sistemi possono essere realizzati e gestiti anche dai gestori del sistema di distribuzione.

In conformità con la normativa vigente, nel riformulare la regolazione tariffaria per il quarto periodo di regolazione l'Autorità ha previsto una specifica remunerazione degli investimenti nei sistemi d'accumulo realizzati dal gestore del sistema di trasmissione e dai gestori dei sistemi di distribuzione, prevedendo che possano essere oggetto di apposita incentivazione, pari a una maggiorazione del WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) base del 2% per 12 anni, qualora rientrino nella categoria I=4 (trasmissione) o Dpqr=5 (distribuzione). Per beneficiare dell'incentivazione, detti investimenti devono essere riconducibili a progetti pilota e devono superare il vaglio di una specifica commissione di esperti. In particolare, i progetti pilota relativi alla distribuzione, devono essere:

- necessari a garantire l'immissione in rete di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili;
- inclusi in progetti di trasformazione delle reti di distribuzione esistenti in reti *smart grids*;
- finalizzati alla regolazione dei profili di scambio di energia elettrica con la rete di trasmissione;

mentre i progetti pilota relativi alla trasmissione devono:

- risultare inseriti nel Piano di sviluppo;