

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

tasso e il tasso di rendimento delle attività prive di rischio assunto ai fini regolatori.

Con riferimento al costo del debito, l'Autorità ha elaborato l'ipotesi di determinare tale costo come somma del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, di un CRP e di uno *spread* che rifletta l'eventuale maggior rischiosità del debito delle imprese regolate rispetto ai Titoli di Stato.

Nel documento per la consultazione 275/2015/R/com, l'Autorità ha, inoltre, ipotizzato di rivedere il livello di *gearing* (ossia del rapporto tra il capitale di debito e la somma di capitale proprio e capitale di debito), tenendo conto delle osservazioni dei livelli effettivi riscontrati tra le imprese regolate, nella prospettiva di un graduale riallineamento ai valori medi adottati dagli altri regolatori europei.

Nel medesimo documento, l'Autorità ha espresso l'intendimento di prevedere meccanismi di aggiornamento del tasso di rendimento del capitale proprio e del costo del debito. In particolare, per l'eventuale aggiornamento infra periodo del CRP, l'Autorità ha valutato due diverse modalità da applicare con cadenza biennale:

- l'applicazione di una logica di tipo *trigger* ovvero di attivazione dell'aggiornamento solo a condizione che ricorrano determinati presupposti, prendendo a riferimento il tasso di rendimento del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia;
- la previsione di un meccanismo di indicizzazione allo *spread* tra il tasso di rendimento del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia e il tasso di rendimento del *bund* decennale tedesco.

Nel documento per la consultazione 29 ottobre 2015, 509/2015/R/com, sono stati illustrati gli indirizzi finali dell'Autorità in merito ai criteri ai quali fare riferimento per la revisione complessiva delle modalità di determinazione e di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, nonché alle tempistiche per l'adozione della nuova metodologia nei singoli servizi regolati dei settori elettrico e gas.

Con la delibera 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com, sono stati quindi approvati i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (TIWACC 2016-2021), che trovano applicazione nel periodo 1 gennaio 2016 – 31 dicembre 2021.

L'Autorità ha ritenuto opportuno procedere a una revisione delle modalità di determinazione del WACC, sulla base dell'impostazione generale illustrata in fase di consultazione, in ragione del fatto che il mutare del contesto dei mercati finanziari – che a partire dal 2008 hanno mostrato forti variabilità e andamenti spesso non facilmente prevedibili – ha reso evidenti i limiti della metodologia precedentemente adottata, sviluppata in un contesto di stabilità dei mercati finanziari e coerente con un assetto dei mercati caratterizzato da una debole o scarsa correlazione tra l'ERP e il livello dei tassi di interesse delle attività prive di rischio.

Il provvedimento in analisi, che ha fissato in sei anni (2016-2021) la durata del periodo regolatorio del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas (PWACC), ha definito i livelli dei parametri base del WACC validi per tutti i servizi infrastrutturali 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).

L'Autorità ha, infine, previsto un meccanismo di aggiornamento a metà periodo, per consentire gli aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale.

Il livello del WACC è espresso, in termini reali e pre-tasse, come media ponderata di un tasso reale di rendimento del capitale proprio e di un costo del debito in termini reali, media alla quale viene aggiunto un fattore correttivo che consente la copertura delle imposte sui profitti nominali. Nel contesto della determinazione del WACC, le metodologie di determinazione del tasso di remunerazione del capitale proprio continuano a essere fondate sul *capital asset pricing model*.

Il tasso di rendimento delle attività prive di rischio è stato definito in termini reali, effettuando una stima del parametro in termini nominali e scorpendo il tasso di inflazione in esso incorporato. Il parametro RF è stato stimato in termini nominali secondo un approccio tendenzialmente *forward looking*, basato sui rendimenti *spot*; in particolare, il parametro è stato definito sulla base della media dei tassi di rendimento dei Titoli di Stato dell'area euro con scadenza decennale e con *rating* almeno AA (Francia, Belgio, Paesi Bassi e Germania), rilevati nel periodo 1 ottobre 2014 – 30 settembre 2015, oltre che applicando un correttivo che consenta di determinare un tasso reale a un livello minimo, ma superiore a zero. Su queste basi, il tasso RF reale per gli anni 2016-2018 è stato fissato pari allo 0,5%.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Il valore dell'ERP per il primo triennio del PWACC è stato calcolato come differenza tra un tasso che esprime il *Total Market Return* (TMR) reale, definito sulla base di evidenze storiche di lungo periodo, e il tasso RF reale, assunto ai fini regolatori. In occasione dell'aggiornamento del parametro, a metà del periodo regolatorio del WACC, è previsto che questo venga ricalcolato come differenza tra il TMR (che rimane costante per tutto il PWACC) e il parametro RF aggiornato per il secondo triennio del PWACC, in modo tale da mantenere fisso il tasso di rendimento reale totale di mercato all'interno del periodo regolatorio. Tale previsione è stata adottata in discontinuità con la metodologia seguita nei precedenti periodi regolatori, che prevedeva di definire a inizio periodo un valore di ERP, poi mantenuto costante nel corso del periodo di regolazione, e di procedere all'aggiornamento su base biennale del solo tasso RF. Il TMR reale è stato calcolato sulla base di una ponderazione della media geometrica e della media aritmetica dei tassi di rendimento nei Paesi con *rating* elevato, nel periodo 1900-2014, con peso pari al 20% alla media geometrica e all'80% alla media aritmetica. Su queste basi, l'ERP per gli anni 2016-2018 è stato fissato pari al 5,5%, come differenza tra il TMR reale, pari al 6,0%, e il tasso RF assunto ai fini regolatori per il primo triennio del PWACC.

L'Autorità ha previsto che la stima del coefficiente β sia effettuata distintamente per singolo servizio infrastrutturale, in occasione dei singoli aggiornamenti tariffari di periodo, sulla base delle analisi dei dati relativi alle imprese dell'area euro operanti in Paesi con *rating* elevato - considerando anche le imprese che non svolgono in modo esclusivo le attività regolate oggetto di analisi - su un periodo di riferimento almeno biennale, al fine di disporre di un numero di osservazioni statisticamente significativo.

In coerenza con la proposta illustrata in fase di consultazione, nella formula per il calcolo del tasso di rendimento del capitale proprio è stato introdotto un addendo - il quale riflette il premio che gli investitori richiedono per gli investimenti in Paesi con *rating* medio-basso - identificabile come CRP, scorporando contestualmente tale elemento dalla componente RF, che viene ricondotta a riferimenti più adeguati alla definizione di tasso di rendimento di attività prive di rischio. Il CRP per la definizione del tasso di remunerazione del capitale proprio è stato fissato pari all'1,0% per il triennio 2016-2018, sulla base delle stime derivanti da due approcci: il primo prevede di valutare il parametro come differenza tra i rendimenti delle obbligazioni emesse dalle *utility* italiane e i rendimenti delle obbligazioni emesse dalle *utility* operanti in Paesi

con *rating* elevato, mentre il secondo assume che il premio addizionale sia legato alle differenze nel grado di volatilità dei mercati azionari nazionali.

In relazione al costo del debito, l'Autorità ha previsto di determinare il livello di tale costo in termini reali, come somma del tasso RF di un CRP e di un premio per il rischio del debito (*Debt Risk Premium* - DRP).

Il CRP per la definizione del costo del debito è stato fissato pari a quello assunto per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale proprio, mentre il DRP è stato fissato a un livello pari allo 0,5% per tutto il PWACC, così da allineare i riconoscimenti del costo del debito ai livelli medi riscontrati dall'analisi dei dati effettivi, sulla base di un'apposita raccolta dati condotta nel periodo agosto-settembre 2015 presso un campione rappresentativo di imprese operanti nei diversi servizi infrastrutturali.

L'Autorità ha previsto di mantenere nel primo triennio del primo PWACC i livelli di *gearing* correnti e di procedere, in occasione dell'aggiornamento infra periodo per tutti i servizi infrastrutturali del settore elettrico e del gas, a un primo graduale aggiustamento (tenendo conto dell'impatto di tale modifica sul β *levered*) verso livelli più vicini - comunque non superiori allo 0,5% - a quelli adottati da altri regolatori europei. Ciò in ragione della necessità di considerare anche gli impatti intersettoriali e, in particolare, di evitare che si producano distorsioni nell'allocazione dei capitali tra i diversi settori.

In relazione alle tematiche e ai parametri di natura fiscale, è stato previsto di sommare al WACC, basato su valori reali, un fattore correttivo che catturi gli effetti della tassazione sui profitti nominali, determinato in funzione del tasso di inflazione atteso per il primo triennio del primo PWACC (2016-2018). Il valore atteso di inflazione per il triennio 2016-2018 è stato fissato pari all'1,5%, facendo riferimento alle ultime stime della BCE disponibili al momento della determinazione tariffaria.

Il parametro T, che rappresenta l'aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio, è stato definito pari al 34,4% per gli anni 2016-2018, sulla base di una valutazione del peso delle aliquote nominali dell'Ires e dell'Irap vigenti, rapportate alla medesima base imponibile, in ragione delle novità fiscali intervenute successivamente al 2011. Il parametro t_c , per il calcolo dello scudo fiscale degli interessi passivi, è stato confermato pari al 27,5%, non essendosi modificata l'aliquota nominale dell'imposta Ires nel periodo compreso tra il 2011 e il 2015.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Come anticipato, l'Autorità ha previsto un aggiornamento infra periodo del tasso di remunerazione del capitale proprio, dopo il primo triennio del PWACC, in occasione del quale vengono rivisti:

- il livello del tasso RF e, conseguentemente, dell'ERP, stante l'approccio adottato che tiene fisso il rendimento totale di mercato;
- il livello del CRP;
- il livello del tasso d'inflazione utilizzato ai fini della determinazione dei livelli nominali dei rendimenti per il calcolo delle imposte sui profitti nominali;
- il livello della tassazione, anche in relazione alle future riduzioni che potranno essere definite nell'ambito delle leggi di stabilità approvate annualmente.

Ai fini dell'aggiornamento del tasso RF, è stata adottata una metodologia analoga a quella prevista per la fissazione dei livelli iniziali del medesimo parametro, con l'applicazione dello stesso correttivo in caso di tassi reali negativi; mentre per quanto riguarda l'aggiornamento del CRP, è stato definito un meccanismo *trigger* che prevede una modifica del parametro su base triennale in funzione dell'andamento dello *spread* tra BTP decennale *benchmark* italiano e *bund* decennale tedesco.

L'Autorità ha previsto, ai fini dell'aggiornamento del costo del debito, di applicare le medesime modalità adottate per l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale proprio.

Con la delibera 583/2015/R/com, l'Autorità ha approvato i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021 (TIWACC 2016-2021) e,

al fine di rendere coerenti le disposizioni vigenti per il settore del gas, ha modificato la disciplina relativa alla determinazione delle tariffe: di rigassificazione (*Regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il periodo di regolazione 2014-2017* - RTRG, Allegato A alla delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas, come successivamente modificato e integrato); di trasporto (*Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017* - RTTG, Allegato A alla delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas); di distribuzione (*Regolazione delle tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* - RTDG, Allegato A alla delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas, come successivamente modificato e integrato); di stoccaggio (*Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014* - RTSG, Allegato A alla delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10), con specifico riferimento alla modalità di determinazione e di aggiornamento del WACC.

È stato, altresì, definito il valore del WACC per i servizi infrastrutturali del settore gas, in coerenza con le disposizioni del TIWACC, considerando i valori dei parametri specifici relativi ai diversi servizi (coefficiente β e *gearing*) previsti dalle regolazioni tariffarie di tali servizi. In particolare, il WACC è stato fissato pari al 5,4% per il servizio di trasporto e al 6,6% per il servizio di rigassificazione per gli anni 2016-2017, pari al 6,5% per il servizio di stoccaggio, al 6,1% per il servizio di distribuzione e al 6,6% per il servizio di misura per gli anni 2016-2018.

La tavola 2.1 sintetizza i valori del WACC per i diversi servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas.

TAV. 2.1

Valori del WACC per i diversi servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas

SERVIZIO	2016	2017	2018
Trasmissione energia elettrica	5,3%	5,3%	5,3%
Distribuzione e misura energia elettrica	5,6%	5,6%	5,6%
Stoccaggio	6,5%	6,5%	6,5%
Rigassificazione	6,6%	6,6%	(A)
Trasporto gas	5,4%	5,4%	(B)
Distribuzione gas	6,1%	6,1%	6,1%
Misura gas	6,6%	6,6%	6,6%

(A) I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di rigassificazione.

(B) I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di trasporto del gas naturale.

Fonte: AEEGSI.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Quinto periodo di regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura

In esito ad un articolato processo di consultazione - che si è risolto nella pubblicazione di numerosi documenti per la consultazione (tra i quali i documenti 5/2015/R/eel, 9 luglio 2015, 335/2015/R/eel, 24 settembre 2015, 446/2015/R/eel, e 17 novembre 2015, 544/2015/R/eel) - e attraverso diversi incontri tematici, con la delibera 654/2015/R/eel l'Autorità ha approvato sia le disposizioni inerenti alla regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023, sia le disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, entrate in vigore l'1 gennaio 2016. Tra le innovazioni più rilevanti introdotte dalla suddetta delibera figurano:

- l'estensione a otto anni della durata del periodo regolatorio, articolato in due sotto periodi, ciascuno di durata quadriennale (NPR1: 2016-2019 e NPR2: 2020-2023);
- con riferimento al periodo regolatorio 2016-2019, c.d. "NPR1", la definizione di schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi e di schemi di regolazione del tipo *rate-of-return* per i costi di capitale, in sostanziale continuità metodologica con i criteri adottati nel precedente periodo di regolazione;
- con riferimento al periodo regolatorio 2020-2023, c.d. "NPR2", l'adozione, in via evolutiva, di un approccio in chiave di controllo complessivo della spesa (approccio c.d. *totex*), come successivamente definito.

Con riferimento all'NPR1, ai fini della determinazione dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi, l'Autorità ha escluso le voci di costo per le quali la copertura sia già implicitamente garantita dai meccanismi di regolazione (per esempio, tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulti non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (per esempio, i costi di pubblicità e di marketing che non riflettono specifici obblighi normativi). Ai fini della fissazione dei livelli iniziali (riferiti all'anno 2016) per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura, è stato determinato il costo operativo riconosciuto per l'anno 2016 a partire dal costo effettivo sostenuto nell'anno 2014, tenendo conto del valore residuo, non ancora riassorbito tramite

il fattore di recupero di produttività (c.d. *X-factor*), delle maggiori efficienze conseguite nel periodo di regolazione 2008-2011, nonché delle maggiori efficienze conseguite nel periodo di regolazione 2012-2015, ripartite equamente tra gli esercenti e gli utenti delle reti. In merito all'aggiornamento annuale dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi nell'NPR1, l'Autorità ha confermato l'ipotesi di determinare l'*X-factor*, con l'obiettivo di riassorbire gradualmente, entro il termine dell'NPR1 (vale a dire entro la fine dell'anno 2019), la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio, confermando altresì i termini di restituzione dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione, in un'ottica di certezza e stabilità del quadro regolatorio.

Per l'NPR1 il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti è stato fissato pari a:

- 1,0% per il servizio di trasmissione;
- 1,9% per il servizio di distribuzione (inclusi i costi di commercializzazione del servizio);
- 1,0% per il servizio di misura.

Con riferimento ai criteri generali per la determinazione del costo di capitale riconosciuto per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura, per l'NPR1 la già citata delibera 654/2015/R/eel ha previsto una sostanziale continuità metodologica con i criteri adottati nel precedente periodo di regolazione, basati su formule di riconoscimento del tipo *rate-of-return*, tali da garantire un tasso di remunerazione del capitale certo e predeterminato, limitando gli interventi di modifica:

- alle misure volte a compensare gli effetti finanziari del *regulatory lag*, ossia del ritardo regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti, eliminando il precedente meccanismo (basato sulla maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito netto) e includendo nel riconoscimento tariffario il valore degli investimenti dell'anno precedente rispetto all'anno di applicazione della tariffa;
- alla revisione delle vite utili ai fini regolatori delle categorie di cespiti relativi alle linee elettriche (in altissima e alta tensione, media tensione e bassa tensione), nonché alle prese utenti;
- all'aggregazione dei costi relativi alle attività connesse alla gestione delle infrastrutture di rete e alla commercializzazione del servizio, precedentemente valutati separatamente;

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

- alla definizione di modalità parametriche per il riconoscimento dei costi sostenuti per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, riservati alle imprese con meno di 100.000 utenti finali connessi alle proprie reti.

Per quanto concerne la determinazione del capitale circolante netto, è stato confermato il criterio di determinazione convenzionale di tale valore in funzione delle immobilizzazioni nette, prevedendo l'applicazione di una percentuale pari a 0,1%, inferiore rispetto a quella applicata nei precedenti periodi di regolazione.

Ai fini della determinazione delle poste rettificative del capitale, con riferimento al servizio di distribuzione, è stato altresì confermato il criterio di determinazione parametrica di tale valore, in funzione del valore aggregato nazionale riferito alle poste rettificative (come riportate nelle fonti contabili obbligatorie delle imprese distributrici) applicato al valore complessivo, al 31 dicembre 2015, delle immobilizzazioni nette materiali e immateriali (al netto dei terreni) e delle immobilizzazioni in corso esistenti alla medesima data.

In merito al servizio di trasmissione dell'energia elettrica, nel nuovo periodo di regolazione è stata, inoltre, prevista l'esclusione delle immobilizzazioni in corso (LIC) dal valore del capitale investito riconosciuto, introducendo, al contempo, una clausola di salvaguardia per riconoscere, nell'NPR1, la remunerazione esclusivamente con riferimento ai LIC iscritti a bilancio al 31 dicembre 2015, fino all'entrata in esercizio dei relativi cespiti.

Inoltre, sempre con riferimento al servizio di trasmissione, è stato disposto il superamento definitivo degli incentivi di natura *input-based* per gli investimenti di trasmissione a partire dall'NPR2 (dal 2020), prevedendo al contempo, nel corso dell'NPR1, in una logica di gradualità, un meccanismo di residua incentivazione transitoria per gli investimenti rientranti nella tipologia I3 (ossia gli investimenti strategici di sviluppo della RTN, così come definiti dalla tabella allegata alla delibera 31 gennaio 2013, 40/2013/R/eel), relativi all'NPR1, e per gli investimenti rientranti nella tipologia I2 (come individuati dal comma 22.5, lettera b), del TIT), relativi all'NPR1, per i quali è riconosciuta una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, nei limiti del costo stimato dell'opera, pari all'1% per 12 anni, e quindi inferiore rispetto a quella riconosciuta per il periodo di regolazione 2012-2015.

A tale meccanismo di incentivazione l'Autorità ha, altresì, affiancato un meccanismo correttivo per la promozione dell'efficienza di tali investimenti.

Riguardo al servizio di connessione, la delibera in esame ha previsto che:

- si proceda alla razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi;
- siano adeguate le norme in materia di localizzazione del punto di misura, in particolare in relazione alla posa centralizzata, nel caso di edifici con più unità immobiliari, per tener conto dell'evoluzione connessa allo sviluppo della telegestione e della telelettura;
- a valere dall'1 gennaio 2017, sia modificato il TIC, al fine di promuovere il livello ottimale di potenza disponibile;
- sia integrata la disciplina delle connessioni, individuando, al fine di facilitare l'ammmodernamento delle colonne montanti obsolete di proprietà del distributore, la facoltà di quest'ultimo di adeguare tali impianti alle norme o al progresso tecnologico, fatto salvo il preavviso al cliente finale e al venditore.

Tariffe per il servizio di trasmissione

Acquisizione della rete elettrica di Ferrovie dello Stato italiane da parte di Terna

Con la delibera 22 gennaio 2015, 11/2015/R/eel, l'Autorità, ai fini dell'attuazione dell'art. 1, comma 193, della legge 23 dicembre 2014, n. 190, ha avviato un procedimento per la valorizzazione della remunerazione degli *asset* di proprietà di Ferrovie dello Stato italiane (FSI), inseriti nell'ambito della RTN. Ciò al fine di determinarne il capitale investito netto, gli ammortamenti e i costi operativi attuali e sorgenti, tenendo conto dei vincoli introdotti dalla legge e in coerenza con i criteri di regolazione tariffaria di cui al TIT. A tal fine l'Autorità ha costituito una commissione indipendente di esperti che, sotto il coordinamento del responsabile del procedimento, ha analizzato i dati e le informazioni di natura tecnica e contabile trasmessi da FSI, e ha verificato le valutazioni sviluppate da Terna in relazione ai benefici netti potenziali, per il sistema elettrico nazionale, derivanti dall'inclusione delle reti FSI nella RTN.

Con la delibera 29 ottobre 2015, 517/2015/R/eel, l'Autorità ha provveduto alla determinazione del valore del capitale investito netto delle reti elettriche di proprietà di FSI, oggetto di inserimento nella RTN, sulla base delle stime dei benefici netti potenziali derivanti da tale operazione, inferiori rispetto al valore degli *asset* calcolato sulla base del costo storico rivalutato. L'Autorità ha previsto di

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

riconoscere tali asset, dal punto di vista tariffario, come un unico cespite, caratterizzato da un sentiero di degrado parametrico che considera una vita utile di 29 anni (pari alla vita utile media residua dei cespiti ammortizzabili). Al fine poi di tenere conto delle specifiche caratteristiche di obsolescenza degli asset, nonché del piano degli investimenti di rinnovo, previsto dal gestore del sistema di trasmissione, del tasso di dismissione annuo pari a 0,5%, l'Autorità ha determinato il valore riconoscibile ai fini tariffari dei costi operativi attuali e sorgenti delle reti di FSI, pari a 42,1 milioni di euro, prevedendo di escludere dai costi riconosciuti, a decorrere dal secondo anno, costi pari - *una tantum* - a 2 milioni di euro e fissando un recupero di produttività pari all'1,6% per i primi due aggiornamenti e pari al 4,8% per i successivi nove aggiornamenti. Con la medesima delibera l'Autorità ha, altresì, previsto che il riconoscimento tariffario della remunerazione del capitale investito netto inerente agli asset di proprietà di FSI, nonché delle relative quote di ammortamento, avvenga successivamente al perfezionamento dell'acquisizione dei suddetti beni da parte di Terna, secondo il *lag* regolatorio previsto dalla disciplina vigente al momento dell'acquisizione. Con riferimento ai costi operativi, l'Autorità ha previsto che il riconoscimento tariffario sia attuato a partire dal primo anno successivo al perfezionamento dell'acquisizione.

Tariffa del servizio di trasmissione

Con la delibera 20 novembre 2015, 550/2015/R/eel, l'Autorità - in applicazione del meccanismo di garanzia del livello di ricavo riconosciuto per il servizio di trasmissione vigente ai sensi dell'art. 16, comma 16.3, dell'Allegato A alla delibera 8 settembre 2011, ARG/gas 199/11 - ha determinato le partite economiche a garanzia dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione per l'anno 2014.

Relativamente all'articolazione della tariffa di trasmissione, i criteri di regolazione introdotti per il nuovo periodo con la delibera 654/2015/R/eel prevedono:

- l'applicazione di una struttura binomia, con una componente in energia (10%) e una in potenza (90%), con riferimento alla tariffa di trasmissione applicata alle imprese distributrici nei punti di interconnessione (inclusi i punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali direttamente connessi alla RTN, assimilati

a punti di interconnessione). La quota potenza della tariffa di trasmissione deve essere determinata utilizzando, quale *driver*, la media delle potenze massime prelevate mensilmente nei punti di interconnessione negli ultimi 12 mesi disponibili (per il 2016: novembre 2014 - ottobre 2015), considerando flussi di prelievi di energia dalla RTN il più possibile oggettivi e stabili nel tempo;

- che la componente tariffaria in potenza sia poi applicata alla medesima potenza considerata come *driver* tariffario, eliminando così il connesso rischio volume;
- che il *driver* tariffario relativo alla quota energia sia rideterminato annualmente, al fine di ridurre l'esposizione del gestore al rischio volume, sulla base dei volumi di energia di riferimento degli ultimi 12 mesi consuntivati. L'Autorità ha inoltre previsto di valutare, nel corso dell'NPR1, l'opportunità di introdurre l'utilizzo di dati previsivi, coerenti con quelli impiegati nell'ambito dei Piani di sviluppo, in luogo dei dati consuntivi;
- di confermare la struttura e l'articolazione della tariffa di trasmissione per i clienti finali, sulla base sia di un criterio di ripartizione dei ricavi in componenti, potenza ed energia coerente con quello adottato per il corrispettivo CTR (ossia la componente tariffaria posta a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla RTN per le imprese distributrici), sia dei meccanismi di perequazione per le imprese distributrici, riproponendo in particolare, considerata l'incertezza dei flussi finanziari derivanti dalla fatturazione del servizio di trasmissione in capo alle imprese di distribuzione, meccanismi di perequazione d'acconto con cadenza bimestrale in corso d'anno.

Con la delibera 654/2015/R/eel l'Autorità ha determinato, tra l'altro, anche le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2016, prevedendo in particolare di:

- includere nella *Regulatory Asset Base* (RAB) le infrastrutture acquisite da Terna nel corso dell'anno 2014 e conseguentemente incluse nel perimetro della RTN¹;
- riconoscere nella tariffa di trasmissione per l'anno 2016 il livello iniziale del costo operativo riconosciuto al gestore del sistema di trasmissione per la gestione delle infrastrutture elettriche

¹ Ci si riferisce alla linea 380 kV Larino - Termoli Centrale e alla sezione a 380 kV della SE Termoli Centrale.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

precedentemente di proprietà di FSI, ai sensi della delibera 517/2015/R/eel;

- includere nei livelli tariffari del 2016, in base a quanto disposto con la delibera 29 maggio 2015, 251/2015/R/eel, l'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso, i quali afferiscono agli investimenti che rientrano nella tipologia I=3 (investimenti strategici di sviluppo della RTN) esistenti al 31 dicembre 2014, rettificata per tener conto degli interventi sospesi provvisoriamente dal trattamento incentivante.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, l'Autorità, con la delibera 654/2015/R/eel, al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni, ha introdotto modalità differenziate tese al riconoscimento dei costi di capitale tra le imprese che hanno oltre 100.000 punti di prelievo connessi alle proprie reti (modalità fondata su un regime di riconoscimento individuale dei costi) e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia (modalità fondata su un regime parametrico). Per le imprese con oltre 100.000 punti di prelievo, l'Autorità ha previsto una stretta continuità metodologica con i criteri adottati nel periodo di regolazione 2012-2015, sia sotto il profilo della determinazione dei costi operativi sia sotto il profilo dei costi del capitale (remunerazione e ammortamenti).

Per le imprese al di sotto di tale soglia, la richiamata delibera ha previsto che le modalità di attuazione di tale normativa siano definite entro la fine del mese di luglio 2016.

Entro la medesima data l'Autorità definirà, altresì, i criteri parametrici per la correzione del valore degli *asset* da attivare nel caso di aggregazione di imprese distributrici.

Con riferimento alle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, il provvedimento citato:

- ha modificato il TIME allo scopo di prevedere la raccolta, da parte del soggetto responsabile della misura, della potenza massima effettivamente prelevata nel mese distinta per fasce, ove consentito dal misuratore;
- ha previsto di effettuare ulteriori approfondimenti rispetto alle ipotesi di evoluzione della regolazione del servizio di misura, con l'obiettivo di definire la riforma complessiva entro il mese di luglio 2016;

- ha accorpato gli elementi MIS(RAC) e MIS(VER) a copertura, rispettivamente, dei costi per la raccolta e la validazione dei dati di misura.

In materia di servizio di distribuzione e di misura, la regolazione vigente nel periodo 2012-2015 ha stabilito il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. "tariffa obbligatoria") e le tariffe definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributtrice (c.d. "tariffe di riferimento").

Nel corso del 2015, con le delibere 26 marzo 2015, 127/2015/R/eel e 128/2015/R/eel, l'Autorità ha rettificato le tariffe di riferimento, così come definite dall'art. 7, comma 7.1, del TIT, per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica per gli anni 2012, 2013 e 2014, nei confronti di due imprese distributtrici, a seguito dell'individuazione di un errore materiale nelle procedure di calcolo relative alle medesime imprese.

Con la delibera 2 aprile 2015, 146/2015/R/ee, l'Autorità ha provveduto a determinare le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione, di cui all'art. 7, commi 7.1 e 7.2 del TIT, per l'anno 2015.

Nel caso in cui le tariffe di riferimento fossero risultate superiori al doppio del valore medio nazionale, l'Autorità, in coerenza con gli anni precedenti, ha ritenuto di approvare dette tariffe in via provvisoria, limitando d'ufficio detti parametri, ove necessario, al triplo del valore medio nazionale e includendo le imprese interessate da tali fenomeni nell'ambito dell'indagine conoscitiva avviata con la delibera 6 giugno 2014, 256/2014/E/com, tesa a indagare le cause che hanno portato alla definizione di tariffe di riferimento significativamente più elevate rispetto al valore medio nazionale e il cui iter non fosse risultato perfezionato.

Con la delibera 30 aprile 2015, 195/2015/R/eel, l'Autorità ha determinato, nei confronti di un'impresa distributtrice, il riconoscimento della maggiore remunerazione, di cui all'art. 12 dell'Allegato A alla delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, riferita agli investimenti incentivati entrati in esercizio nel periodo di regolazione 2008-2011, per gli anni tariffari 2012, 2013 e 2014.

Con le delibere 16 luglio 2015, da 352/2015/R/eel a 357/2015/R/eel, l'Autorità ha fornito disposizioni a sei imprese distributtrici per il riconoscimento della maggiore remunerazione, di cui all'art. 12 dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 199/11, riferita agli investimenti incentivati entrati in esercizio nel periodo di regolazione 2008-2011, per l'anno tariffario 2015.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Infine, con la delibera 30 luglio 2015, 395/2015/R/eel, l'Autorità ha approvato le disposizioni attuative del meccanismo di promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici di energia elettrica, riferite al periodo di regolazione 2012-2015.

Incentivazione degli investimenti nelle reti di trasmissione e di distribuzione

A fronte dei recenti sviluppi del sistema elettrico nazionale, l'Autorità ha previsto che la regolazione tariffaria debba evolvere prestando una sempre maggiore attenzione ai benefici sistemici connessi allo sviluppo dei progetti infrastrutturali (per esempio, benefici in termini di benessere economico-sociale, di qualità e sicurezza del servizio, di integrazione delle fonti rinnovabili), sviluppandosi secondo criteri di selettività e in base a una logica *output-based*.

Nell'ambito del procedimento per la regolazione del quinto periodo regolatorio elettrico, l'Autorità ha sviluppato in quattro documenti per la consultazione (5/2015/R/eel, 255/2015/R/eel, 464/2015/R/eel e 544/2015/R/eel) una serie di proposte finalizzate all'attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali² nei settori della trasmissione e della distribuzione di energia elettrica. A tal fine si è tenuto conto dei risultati delle preesistenti regolazioni incentivanti gli investimenti sulle reti di trasmissione, dei risultati della sperimentazione sulle *smart grids* condotta a partire dal 2011, delle osservazioni formulate dagli operatori e della presenza di altre regolazioni che insistono sull'attività di distribuzione.

Sul tema degli investimenti nelle reti di trasmissione, coerentemente con gli obiettivi definiti nel proprio *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, con il documento per la consultazione 464/2015/R/eel, l'Autorità ha investigato la possibilità di introdurre logiche di tipo *output-based* per lo sviluppo selettivo degli investimenti sulle reti di trasmissione, al fine di massimizzare l'utilità di detti investimenti.

Nel documento, oltre ad analizzare gli effetti delle precedenti decisioni regolatorie sugli investimenti di trasmissione (con capacità di trasporto interzonali e di interconnessione che non soddisfano ancora pienamente le esigenze del mercato), l'Autorità ha individuato difficoltà di natura autorizzativa e, in misura crescente, post autorizzativa. Nel richiamato documento l'Autorità ha evidenziato come i meccanismi incentivanti adottati dal 2004, di tipo *input-based*, pur affinati

dal 2011 in poi abbiano rivelato una *proxy* piuttosto imprecisa dell'utilità per il sistema e, sulla base delle evidenze presentate, ha posto in risalto la necessità di innovare e far evolvere la regolazione per mezzo di nuovi meccanismi, che andranno progressivamente a sostituire gli schemi di tipo *input-based*, prospettando specifiche soluzioni incentivanti transitorie e gradualità.

Nel procedere alle modifiche regolatorie, l'Autorità si è attenuta:

- al principio di salvaguardia degli effetti incentivanti, già preso in considerazione nei precedenti periodi regolatori, durante i quali gli investimenti sono stati completati;
- al principio di miglioramento della regolazione a ogni periodo regolatorio, al fine di perseguire, in questo caso specifico, l'obiettivo strategico, previsto dal *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, di garantire che gli investimenti pianificati risultino compatibili con l'efficienza del sistema e che la loro realizzazione avvenga secondo criteri di economicità.

Con il menzionato provvedimento 654/2015/R/eel, l'Autorità ha confermato anche la definitiva eliminazione degli incentivi di natura *input-based* per gli investimenti di trasmissione a partire dal sotto periodo 2020-2023, prevedendo al contempo, e solo per il sotto periodo 2016-2019, in una logica di gradualità, un meccanismo di residua incentivazione transitoria degli investimenti c.d. "I-NPR1" (relativi agli interventi strategici della tipologia I=3, già avviati da Terna) e c.d. "O-NPR1" (relativi alle opere di sviluppo da definire più dettagliatamente nel 2017, a valle di analisi costi-benefici aggiornate). L'incentivazione residua è una extra remunerazione del capitale investito, pari all'1% per 12 anni.

Il meccanismo di incentivazione transitoria è stato affiancato da un meccanismo correttivo per la promozione dell'efficienza di tali investimenti (valido per il medesimo sotto periodo 2016-2019). Nel caso in cui il costo consuntivato dopo l'entrata in esercizio risulti inferiore al costo stimato indicato dall'Autorità, ai sensi dell'art. 20 del TIT, il gestore del sistema di trasmissione ha diritto a un premio pari al 20% della differenza tra il costo stimato e il costo consuntivato, calcolata a livello di ciascun intervento di sviluppo (I-NPR1) o a livello di ciascuna opera di sviluppo (O-NPR1).

² *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018, obiettivo 056.*

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Inoltre, l'Autorità ha indicato, come principale strumento per garantire la coerenza tra gli approcci di sviluppo utilizzati in Europa e in Italia, una metodologia di analisi costi-benefici evoluta (*cost-benefit analysis 2.0* o *CBA 2.0*). Tale metodologia consentirebbe di definire meccanismi selettivi di promozione degli investimenti, distinguendo gli investimenti a elevata utilità per il sistema e identificando le priorità di sviluppo sulla base del rapporto costi-benefici e dell'utilità delle scelte di investimento a fronte delle inevitabili incertezze sul futuro.

L'Autorità ha, altresì, considerato l'introduzione di meccanismi incentivanti in relazione allo sviluppo della capacità di trasporto interzonale in via sperimentale, che dovrebbero essere preceduti da una fase di definizione delle capacità obiettivo (c.d. *target capacities*) tra zone della rete rilevante. Tali meccanismi riconoscerebbero un premio correlato all'incremento di capacità (fino alla *target capacity*) e all'impatto economico della congestione preesistente.

In fase di consultazione i soggetti interessati hanno manifestato un positivo apprezzamento nei confronti dell'evoluzione dei meccanismi secondo la logica *output-based*, pur sottolineando, in alcuni casi, la difficoltà di individuazione di metriche semplici e dei relativi parametri di valorizzazione, così come, nel caso degli aspetti autorizzativi, la necessità di tenere conto del relativamente limitato ambito di responsabilità del gestore del sistema di trasmissione. Per tali motivi, con la delibera 653/2015/R/eel l'Autorità ha confermato la proposta, già espressa nel documento 464/2015/R/eel, di svolgere successive consultazioni nel corso del 2016 e ha previsto di introdurre in un secondo tempo i meccanismi di incentivazione *output-based*.

In merito all'evoluzione delle reti di distribuzione, in relazione soprattutto al diffondersi della generazione distribuita, la normativa introdotta dall'Autorità fino al 2015 era mirata, da un lato, a sostenere progetti dimostrativi di modalità innovative di gestione delle reti in media tensione e, dall'altro, a garantire la sicurezza, regolando alcuni aspetti specifici connessi allo sviluppo accelerato della generazione distribuita.

In particolare, i risultati dei progetti pilota *smart grids* selezionati dall'Autorità (delibere 25 marzo 2010 ARG/elt 39/10, 13 luglio 2011, ARG/elt 96/11, e da ultimo la delibera 23 aprile 2015, 183/2015/R/eel, nonché le relazioni finali dei progetti, pubblicate sul sito internet della medesima Autorità) sono stati analizzati nel documento per la consultazione 255/2015/R/eel, al fine di individuare le funzionalità innovative più idonee alla diffusione su larga scala.

In esito a tale consultazione sono stati definiti i meccanismi di promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione,

tesi allo sviluppo di sistemi intelligenti di distribuzione (*smart distribution systems*) nelle aree a elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile, per le quali sono state identificate due funzionalità innovative, in grado di far evolvere le reti di distribuzione secondo il modello *smart distribution systems* su larga scala, senza precludere future iniziative del mercato e lo sviluppo dei servizi di flessibilità:

- la possibilità di monitorare i flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti in media tensione;
- la regolazione della tensione sulle reti in media tensione.

L'implementazione di tali funzionalità è stata affiancata ad un meccanismo di incentivi in modo da accelerarne la messa a punto nelle aree più critiche, caratterizzate dall'inversione di flusso di energia elettrica nel punto di interconnessione con la rete di trasmissione. L'Autorità ha, inoltre, posto l'attenzione sulle specificità delle reti di distribuzione in aree urbane. Nell'ambito della revisione delle tariffe domestiche, infatti, è stata evidenziata una possibile modifica delle abitudini di consumo e dell'utilizzo della potenza (per esempio, per l'utilizzo di pompe di calore o di piastre a induzione o per la ricarica presso l'abitazione di veicoli elettrici). A fronte di ciò, l'Autorità ha proposto l'introduzione di norme incentivanti (premi/penalità) da sviluppare su proposta dei distributori nel corso del 2016 e a valere per il periodo 2017-2019, legate ai Piani di bonifica, per favorire l'ammodernamento delle colonne montanti vetuste nei condomini. In aggiunta, l'Autorità ha confermato l'utilità delle sperimentazioni volte a testare soluzioni tecnologiche commercialmente disponibili ma non diffuse su larga scala, prevedendo di individuare opportune forme di incentivazione.

Procedimento di revisione delle tariffe domestiche

Il procedimento per la riforma della struttura tariffaria per i clienti domestici di energia elettrica ha offerto a tutti i soggetti interessati molteplici possibilità per intervenire e fornire, quindi, elementi utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità, in attuazione delle previsioni del decreto legislativo n. 102/14. Sulla base degli esiti della consultazione conseguente alla pubblicazione del documento per la consultazione 5 febbraio 2015, 34/2015/R/eel, illustrato nella *Relazione Annuale* 2015, il procedimento si è ulteriormente sviluppato secondo le seguenti fasi:

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

- l'Autorità ha pubblicato il secondo documento per la consultazione 18 giugno 2015, 293/2015/R/eel, nell'ambito del quale sono stati presentati gli orientamenti finali in merito alla struttura delle componenti tariffarie a copertura dei servizi di rete e dei servizi di vendita, nonché alla disciplina dell'impegno di potenza, concentrando l'attenzione sulla struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema e sulla gradualità di attuazione della riforma;
- nello stesso mese di giugno 2015, l'Autorità ha inviato al Governo e al Parlamento due segnalazioni in merito agli oneri generali di sistema e alcune proposte per la modifica del meccanismo del bonus sociale, indispensabile "ammortizzatore" degli effetti della riforma per le famiglie in condizioni di disagio economico, nell'ambito dell'intrapresa riforma delle tariffe elettriche applicabili ai clienti domestici. Per una più esaustiva trattazione delle richiamate segnalazioni, si rimanda al Capitolo 1 di questo Volume;
- il 16 luglio 2015 è stato organizzato un nuovo incontro tra gli Uffici dell'Autorità e i rappresentanti delle associazioni ambientaliste e dei consumatori, per illustrare sinteticamente i contenuti del documento 293/2015/R/eel e per raccogliere le prime considerazioni;
- il 2 dicembre 2015, sulla base delle osservazioni raccolte nell'ambito del processo di consultazione e degli ulteriori approfondimenti compiuti, l'Autorità ha approvato la delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel, di chiusura del procedimento, che si configura principalmente come un provvedimento programmatico delineante il percorso per mezzo del quale l'Autorità intende giungere al completamento della riforma tariffaria, superando entro il 2018 l'attuale struttura tariffaria progressiva con un predeterminato percorso di gradualità;
- sono state adottate alcune ulteriori delibere che danno l'avvio al percorso di attuazione degli interventi delineati nella delibera 582/2015/R/eel, tenendo altresì conto del nuovo periodo regolatorio iniziato l'1 gennaio 2016 e della disciplina della Bolletta 2.0;
- il 10 marzo 2016 è stata, infine, pubblicata la relazione di Analisi di impatto della regolazione (AIR), nella quale sono state sintetizzate tutte le fasi del procedimento e illustrate le motivazioni sottese al provvedimento finale.

Nell'ambito del secondo documento per la consultazione 293/2015/R/eel, in merito alla definizione della struttura tariffaria non progressiva per i servizi di rete (trasmissione,

distribuzione e misura), l'orientamento finale si è indirizzato verso l'opzione che prevede che anche i costi legati alle attività di distribuzione in media e alta tensione (oltre a quelli per la distribuzione in media tensione) vengano coperti solo dalla quota potenza (€/anno per kW contrattualmente impegnato). Per quanto riguarda la definizione della struttura non progressiva per le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, l'indirizzo finale dell'Autorità si è concentrato sull'opzione che prevede una struttura differenziata tra i clienti residenti e quelli non residenti, con il 75% del gettito raccolto in relazione all'energia prelevata (c€/kWh) e il restante 25% raccolto in relazione al numero dei punti di prelievo (c€/punto). Per i clienti residenti la struttura di tali componenti a copertura degli oneri generali (componenti A, che coprono gli oneri sostenuti nell'interesse generale del sistema elettrico, e UC, che coprono gli ulteriori elementi di costo del servizio elettrico, come per esempio, la perequazione) è di fatto monomia (per kWh di energia prelevata), mentre per i clienti non residenti è binomia (per punto e per kWh di energia prelevata).

Per quanto riguarda gli interventi di modifica della regolazione inerente all'impegno di potenza, l'Autorità si è espressa a favore di misure tese ad aumentare le opportunità di scelta a disposizione dei clienti finali, mediante:

- l'introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata con un passo più fitto rispetto all'attuale;
- l'azzeramento degli oneri in capo ai clienti finali (contributo in quota fissa) previsti a favore dei distributori per la copertura degli oneri amministrativi in caso di variazioni del livello di potenza contrattualmente impegnata su richiesta dal cliente;
- la messa a disposizione, tramite la bolletta o il portale internet, delle informazioni relative alla massima potenza prelevata mensile su base quarantaria.

Per quanto riguarda la gradualità di attuazione della riforma, l'Autorità ha presentato due opzioni alternative, entrambe caratterizzate da un percorso che, partendo dall'1 gennaio 2016, si sviluppa nell'arco di due anni (2016 e 2017) e consente di introdurre la struttura tariffaria a regime dall'1 gennaio 2018.

Il procedimento si è concluso con l'adozione della delibera 582/2015/R/eel, che si configura principalmente come un provvedimento programmatico delineante il percorso per mezzo del quale

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

OPZIONE G2	DALL'1 GENNAIO 2016	DALL'1 GENNAIO 2017	DALL'1 GENNAIO 2018
Servizi di rete	A progressività ridotta	Nuova struttura non progressiva	Nuova struttura non progressiva
Servizi di vendita	Uguale a 2015	Nuova struttura non progressiva	Nuova struttura non progressiva
Oneri generali	Uguale al 2015	Struttura transitoria	Nuova struttura non progressiva
Impegno di potenza	Disponibilità dati	Disponibilità dati Ridefinizione taglie Riduzione diritti fissi	Disponibilità dati Ridefinizione taglie Riduzione diritti fissi

Fonte: AEEGSI, documento per la consultazione 293/2015/R/eel.

TAV. 2.2

Schema di gradualità per la riforma delle tariffe domestiche

L'Autorità si appresta a varare la riforma tariffaria richiesta dal legislatore, adottando entro il 2018 la struttura tariffaria elaborata nel secondo documento per la consultazione e seguendo il percorso di gradualità schematizzato nella tavola 2.2. Tale percorso include anche le tappe che riguardano sia l'eliminazione della progressività di poche componenti tariffarie relative ai servizi di rete sia l'implementazione di interventi inerenti alla regolazione della potenza impegnata. Tutto ciò considerando i risultati delle diverse consultazioni.

Le ragioni sottese alla decisione di adottare, a partire dal 2018, una tariffa domestica completamente non progressiva (c.d. "TD"), possono essere sintetizzate come segue:

- mantiene un rilevante incentivo ai comportamenti virtuosi da parte dei cittadini in termini di risparmio energetico, in quanto la componente in c€/kWh rimane, comunque, molto elevata in proporzione alla spesa finale, rappresentando una quota compresa tra il 70% e l'80% dell'intera bolletta;
- contribuisce a favorire il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica, in termini di stimolo, da una parte, alla sostituzione delle esistenti apparecchiature per usi elettrici "obbligati" (refrigerazione, illuminazione ecc.) con nuovi modelli a più elevata classe energetica e migliori prestazioni e, dall'altra, alla equa valutazione di convenienza dell'energia elettrica, in sostituzione di usi di altri vettori energetici, promuovendo in tal modo anche applicazioni elettriche da fonti rinnovabili in sito, che attualmente sono fortemente penalizzate dalla progressività della attuale tariffa domestica;
- non determina impatti sulle categorie di utenti con struttura non progressiva (come espressamente richiesto dal decreto legislativo n. 102/14, poiché la graduale riduzione dei sussidi

incrociati non coinvolge in alcun modo i clienti appartenenti alla tipologia di utenza non domestica);

- le componenti a copertura dei servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura) della struttura tariffaria TD risultano aderenti ai costi dei servizi, così da garantire che a tutti gli utenti alimentati in bassa tensione (domestici e non domestici) sia applicato il medesimo corrispettivo proporzionale all'energia prelevata, relativo solo ai costi della RTN. Infatti, i costi di distribuzione sono recuperati attraverso un corrispettivo proporzionale alla potenza contrattualmente impegnata e i costi di misura sono recuperati attraverso un corrispettivo fisso.

Nelle more della revisione del bonus sociale, prevista dal decreto legislativo n. 102/14, la delibera 582/2015/R/eel ha introdotto ulteriori disposizioni, al fine di tutelare i clienti domestici in situazione di disagio economico. Pertanto, il calcolo delle compensazioni di spesa per la sola fornitura di energia elettrica, valide nel 2016 per i clienti in disagio economico, dovrà avvenire in modo da non comportare né il riconoscimento di importi di compensazione inferiori rispetto a quelli attualmente garantiti né un peggioramento delle condizioni economiche dei clienti a causa della spesa di energia elettrica.

Tale decisione è stata adottata dopo avere verificato che il suddetto temporaneo adeguamento delle regole di aggiornamento:

- da un lato, determinasse un incremento molto contenuto degli oneri, tale da non essere transitoriamente riflesso in un corrispondente aumento della componente tariffaria AS, istituita allo scopo di finanziare il sistema dei bonus destinati ai clienti domestici del servizio elettrico che si trovano in stato di disagio fisico o economico;

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

- dall'altro lato, risultasse comunque coerente - anche riguardo ai clienti finali per i quali la riforma tariffaria non determinerà un aumento della spesa annua, bensì una diminuzione - secondo il livello di riduzione della spesa sancito dal decreto ministeriale 28 dicembre 2007, fissato nella misura «*indicativamente del 20%*».

Da ultimo, con riferimento alla sperimentazione tariffaria descritta nel successivo paragrafo e in considerazione del percorso di gradualità previsto, l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- prorogare di un anno (fino al 31 dicembre 2016) la scadenza ultima prevista dalla delibera 8 maggio 2014, 205/2014/R/eel, per l'adesione di nuovi clienti,
- avviare un'ulteriore fase di consultazione per verificare la possibilità di includere, nella sperimentazione in atto, ulteriori clienti domestici, in parallelo al dispiegarsi della riforma complessiva della tariffa domestica.

Opportunità tecnologiche di messa a disposizione dei dati

Con il documento per la consultazione 23 aprile 2015, 186/2015/R/eel, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti in merito alla messa a disposizione dei dati relativi ai consumi storici ai clienti finali, in attuazione dell'art. 9, comma 6, lettera b), del decreto legislativo n. 102/14 di recepimento della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica. In particolare, tale norma prevede che «*i clienti finali abbiano la possibilità di accedere agevolmente a informazioni complementari sui consumi storici che consentano loro di effettuare controlli autonomi dettagliati*» e, riguardo ai «*dati dettagliati corrispondenti al tempo di utilizzazione per ciascun giorno, mese e anno*», prevede, tra l'altro, che tali dati siano resi disponibili al cliente finale via internet o mediante l'interfaccia del contatore.

Nel documento per la consultazione l'Autorità ha sviluppato, in particolare, le ipotesi finali in merito alle diverse modalità di messa a disposizione dei dati storici di consumo di energia elettrica, concentrandosi sulle soluzioni tecnologiche che utilizzano i dispositivi collegati al contatore tramite la linea elettrica e sulle soluzioni che utilizzano i dispositivi ad accoppiamento ottico con il contatore. Entrambe le soluzioni utilizzano localmente, in modi diversi, una c.d. "interfaccia del contatore" sia per estrarre dati (non validati dall'impresa distributrice) con un livello di dettaglio maggiore rispetto alle misure trasferite tramite lo strumento

della telegestione, validate e utilizzate per la fatturazione, sia per metterli immediatamente a disposizione dei clienti attraverso opportuni dispositivi.

La soluzione che prevede l'interfaccia tramite la linea elettrica tra un dispositivo e il contatore presenta un vincolo proprietario, in quanto prevede l'utilizzo dello stesso protocollo di comunicazione utilizzato per la telegestione. Finora tale dispositivo è stato testato solo in limitate quantità e nell'ambito di sperimentazioni svolte da Enel Distribuzione.

La soluzione ad accoppiamento ottico, invece, è indipendente dal vincolo proprietario ed è già disponibile sul mercato.

L'Autorità ha espresso l'intenzione di dare massima diffusione a entrambe le soluzioni, in modo non discriminatorio, al fine di perseguire gli scopi indicati dal legislatore, ossia di promuovere una maggiore consapevolezza del consumatore circa il proprio *energy footprint* (impronta di consumo energetico) e di favorire lo sviluppo di servizi aggiuntivi per i clienti finali interessati.

Al riguardo, con specifico riferimento all'ipotesi che prevede l'utilizzo di un'interfaccia tramite la linea elettrica, l'Autorità ha proposto un approccio *market-based*, finalizzato a consentire ai venditori di energia e agli altri soggetti interessati (quali, per esempio, i fornitori di elettrodomestici o di soluzioni di arredo, ESCO - *energy service companies* e gli operatori di telecomunicazione) di includere, su base non discriminatoria ed efficiente, i dispositivi di Enel Distribuzione nelle proprie offerte.

Per i dispositivi ad accoppiamento ottico, invece, l'Autorità ha sottoposto alla consultazione alcune proposte, allo scopo di impedire manovre di disconnessione di tali dispositivi, ove ciò non sia strettamente necessario ai fini del servizio di misura (per esempio, per le verifiche sul contatore per contrastare le frodi).

Alla luce delle criticità espresse da vari operatori, l'Autorità ha avviato alcuni approfondimenti con l'Autorità garante per la concorrenza e il mercato, così da verificare la compatibilità delle proposte illustrate a un contesto concorrenziale.

Sistemi di smart metering di seconda generazione

Da alcuni anni in Italia sono in funzione i misuratori telegestiti di prima generazione (c.d. "1G"), per la misura dell'energia elettrica prelevata dalla rete in bassa tensione e, nel caso di clienti dotati di un proprio impianto di produzione, per la misura dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete. La telegestione ha portato benefici notevoli, quali la

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

significativa riduzione delle fatture in acconto, la possibilità di effettuare misure di chiusura del periodo contrattuale in caso di *switching* e l'introduzione di nuovi servizi come il servizio minimo assicurato per un certo periodo di tempo prima del distacco in caso di morosità. A fronte dei benefici descritti, sul piano dei costi riconosciuti in tariffa si è iniziato a rilevare un aumento dei costi di capitale e una successiva significativa diminuzione dei costi operativi. La tariffa complessiva di misura per i clienti in bassa tensione nel 2015 è tornata, in termini nominali, all'incirca pari al livello del 2004, con una riduzione, nel periodo 2014-2015, in termini reali, di circa il 20%.

L'art. 9, comma 3, del decreto legislativo n. 102/14, prevede che l'Autorità, entro il mese di luglio 2016, definisca le caratteristiche abilitanti dei sistemi di misurazione intelligente di seconda generazione (c.d. "2G"), al fine di renderli sempre più aderenti alle esigenze del cliente finale nella prospettiva di un progressivo miglioramento delle prestazioni.

A questo scopo, nel 2015 l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 416/2015/R/eel, ispirato ai principi della progettazione c.d. "a prova di futuro" (*future-proof design*), la quale contiene l'identificazione di una serie di criteri e di funzionalità che possono essere combinati tra loro per supportare l'innovazione dei processi di fatturazione, pagamento e *settlement* in modo complementare rispetto anche all'evoluzione tecnologica delle reti di distribuzione. Particolare rilievo è attribuito ai criteri di interoperabilità dei misuratori 2G di energia elettrica con i dispositivi di messa a disposizione dei dati ai clienti, poiché tale aspetto risulta cruciale per migliorare l'efficienza energetica del sistema e consentire ai clienti finali di risparmiare elettricità.

A conclusione del procedimento di consultazione, è stata adottata la delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel, con la quale l'Autorità ha definito le specifiche funzionali dei misuratori intelligenti in bassa tensione e i livelli attesi di performance dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione. Il provvedimento è ispirato a un approccio *technology-neutral*, che lascia alle imprese distributrici la scelta finale delle tecnologie di comunicazione, sulla base di requisiti funzionali e prestazionali; approccio idoneo, dunque, ad assecondare l'evoluzione tecnologica.

È previsto che inizialmente (c.d. "versione 2.0") i misuratori 2G siano dotati di due canali di comunicazione: il primo "verso il sistema elettrico" – *chain 1* – potrà utilizzare la *Power Line Carrier* (PLC) in banda A, la tecnologia di comunicazione in radiofrequenza a 169 MHz o altre tecnologie TLC; il secondo "verso i dispositivi utente" – *chain 2* – dovrà poter sfruttare almeno la PLC in banda C.

In considerazione degli sviluppi delle tecnologie disponibili, in particolare di quelle legate alla comunicazione, si traccia la possibilità di un'evoluzione incrementale degli stessi misuratori verso una versione avanzata (c.d. "versione 2.1"), caratterizzata da una soluzione tecnologica di comunicazione aggiuntiva, utilizzabile o esclusivamente per la *chain 2* o anche, previo aggiornamento dei livelli attesi di prestazione, per la *chain 1*, nonché dalla possibilità di applicare un limitatore di potenza che consenta di interrompere l'erogazione dell'energia elettrica, in caso di superamento della potenza disponibile, senza l'apertura dell'interruttore magneto-termico e la conseguente necessità di riarmo da parte del cliente finale.

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

Nel corso del 2015 è proseguita l'attività finalizzata alla determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori non trasferite a Enel. L'Autorità, a valle della conclusione delle istruttorie condotte dalla CSEA, ha approvato le seguenti delibere:

- 551/2015/R/eel del 20 novembre 2015, di determinazione delle aliquote, per gli anni 2011 e 2012, delle integrazioni tariffarie per Società Elettrica Liparese;
- 567/2015/R/eel del 26 novembre 2015, di determinazione delle aliquote, per l'anno 2012, delle integrazioni tariffarie per Germano Industrie Elettriche;
- 568/2015/R/eel del 26 novembre 2015, di determinazione delle aliquote, per l'anno 2012, delle integrazioni tariffarie per Società Elettrica di Favignana;
- 569/2015/R/eel del 26 novembre 2015, di determinazione delle aliquote, per l'anno 2012, delle integrazioni tariffarie per Società Impianti Elettrici;
- 570/2015/R/eel del 26 novembre 2015, di determinazione delle aliquote, per l'anno 2012, delle integrazioni tariffarie per Impresa Campo Elettricità;
- 571/2015/R/eel del 26 novembre 2015, di determinazione delle aliquote, per l'anno 2012, delle integrazioni tariffarie per Società Elettrica Ponzese;
- 572/2015/R/eel del 26 novembre 2015, di determinazione delle aliquote, per l'anno 2012, delle integrazioni tariffarie per Impresa Elettrica D'Anna e Bonaccorsi;

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

- 588/2015/R/eel del 4 dicembre 2015, di rideterminazione per gli anni dal 1999 al 2009, in esecuzione della sentenza del Consiglio di Stato n. 1590/2013, e di determinazione, per gli anni dal 2010 al 2012, delle aliquote di integrazione tariffaria per S.El.I.S. Linosa;
- 589/2015/R/eel del 4 dicembre 2015, di rideterminazione per gli anni dal 1999 al 2009, in esecuzione della sentenza del Consiglio di Stato n. 1590/2013, e di determinazione, per gli anni dal 2010 al 2012, delle aliquote di integrazione tariffaria per S.El.I.S. Lampedusa;
- 590/2015/R/eel del 4 dicembre 2015, di rideterminazione per gli anni dal 1999 al 2009, in esecuzione della sentenza del Consiglio di Stato n. 1590/2013, e di determinazione, per gli anni dal 2010 al 2012, delle aliquote di integrazione tariffaria per S.El.I.S. Marettimo;
- 591/2015/R/eel del 4 dicembre 2015, di rideterminazione per gli anni dal 1999 al 2009 in esecuzione della sentenza del Consiglio di Stato n. 1590/2013, e di determinazione, per gli anni dal 2010 al 2012, delle aliquote di integrazione tariffaria per S.MED.E. Pantelleria.

Reti interne d'utenza

Con riferimento alle Reti interne d'utenza (RIU) di cui alla legge 23 luglio 2009, n. 99, l'Autorità, nel corso del 2015:

- con la delibera 16 aprile 2015, 169/2015/R/eel, ha rigettato l'istanza presentata da API di inserimento della propria rete di Falconara Marittima nel novero delle RIU, a causa del mancato rispetto delle condizioni di cui all'art. 33 della legge n. 99/09;
- con la delibera 16 aprile 2015, 170/2015/R/eel, ha escluso le reti delle società MEMC *Electronic Materials* e OCV Italia dall'elenco delle RIU;
- con la delibera 30 aprile 2015, 196/2015/R/eel, ha escluso la configurazione impiantistica della società Idroenergia, oggi Sapio - Produzione Idrogeno Ossigeno, dall'elenco delle RIU;
- con la delibera 12 novembre 2015, 535/2015/R/eel, ha individuato in Solvay il gestore della RIU situata nel comune di Alessandria e ha modificato la denominazione della medesima RIU con il nome di *Solvay Specialty Polymers Italy*;
- con la delibera 12 novembre 2015, 536/2015/R/eel, ha individuato in Sarlux il gestore della RIU situata nel comune di Sarroch

(CA), modificando la denominazione della medesima RIU con il nome di Sarlux - Impianti Nord;

- con la delibera 12 novembre 2015, 537/2015/R/eel, ha individuato nella società Sarlux il gestore della RIU situata nel comune di Sarroch (CA).

Con l'approvazione della delibera 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel, sono stati definiti i servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita, nel caso di sistemi di distribuzione chiusi (SDC).

Oneri connessi con le attività nucleari residue (A₂)

Nel corso del 2015 i rilievi formulati dall'Autorità già nella *Relazione Annuale* 2014, in merito ai ritardi delle attività di smantellamento (si vedano in proposito le delibere 10 aprile 2014, 168/2014/R/eel, e 6 giugno 2014, 260/2014/R/eel), hanno trovato ulteriore conferma nel programma quadriennale 2015-2018 presentato da Sogin.

Detto programma, infatti, pur presentando un trend crescente, per quanto riguarda i costi delle attività di smantellamento, e una apprezzabile focalizzazione sulle attività più critiche del *decommissioning*, si è rivelato inadatto a compensare i ritardi già accumulati. Tali ritardi hanno inevitabilmente inciso sulle previsioni di costo per il mantenimento in sicurezza delle centrali e degli impianti, subendo un incremento di costi rispetto al programma quadriennale precedente (+12% per il solo anno 2015, +7% nel quadriennio).

Sono state così individuate, a partire dal 2015, alcune misure integrative dei criteri di efficienza economica, definiti per gli anni 2013-2016 con la delibera 9 maggio 2013, 194/2013/R/eel, al fine di rafforzare l'efficacia del meccanismo premi/penalità già previsto.

Con la delibera 30 aprile 2015, 194/2015/R/eel, l'Autorità ha pertanto determinato, a preventivo, gli oneri nucleari del 2015, contemplando la possibilità di definire successive modifiche e integrazioni al meccanismo di premi/penalità e ha, altresì, rettificato gli elenchi delle *milestone* 2015-2017.

La successiva delibera 23 luglio 2015, 374/2015/R/eel, ha introdotto alcune modifiche e integrazioni ai criteri di efficienza economica, a partire dall'anno 2015.

Nel corso del 2015 l'Autorità ha determinato a consuntivo gli oneri nucleari dell'anno 2014, con la delibera 29 maggio 2015, 254/2015/R/eel.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Per quanto riguarda i previsti aumenti di costo relativi al mantenimento in sicurezza delle centrali e degli impianti, nonché la necessità di far fronte agli esborsi straordinari in relazione ai contratti di riprocessamento nel Regno Unito del combustibile nucleare irraggiato, la componente tariffaria A_2 ha subito un adeguamento al rialzo, ulteriore rispetto a quelli già previsti nel corso del 2014 (cfr. la *Relazione Annuale 2015*, Capitolo 2, Volume II).

In relazione agli oneri di medio/lungo periodo posti in capo alla componente tariffaria A_2 , si rileva che il processo per la realizzazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi ha subito un rallentamento. Non è stata, infatti, ancora pubblicata la Carta delle aree potenzialmente idonee, primo passo per l'avvio della necessaria consultazione pubblica ai fini della definitiva individuazione del luogo da destinare al Deposito.

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

Nel corso del 2015, nonostante una riduzione degli oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili rispetto all'anno precedente, si sono resi necessari progressivi aumenti della componente tariffaria A_3 (a copertura degli

incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate), al fine di ridurre il fabbisogno economico del Conto alimentato dalla medesima componente, nonché di far fronte alle significative esigenze finanziarie presso il GSE, soprattutto in relazione alle modalità di ritiro dei certificati verdi.

Inoltre, per il 2016 è previsto un anomalo e rilevante aumento dei costi inerenti alle incentivazioni della produzione di energia da fonti rinnovabili, poiché, a partire da tale anno, i certificati verdi saranno sostituiti da strumenti incentivanti amministrati. Tale anomalia è stata più volte oggetto di segnalazione da parte dell'Autorità (cfr. la relazione dell'Autorità sullo stato dei servizi 12 giugno 2014, 277/2014/I/efr, e la relazione dell'Autorità sullo stato dei servizi 25 giugno 2015, 308/2015/I/efr).

Gli adeguamenti operati nel corso del 2015 dovrebbero consentire di far fronte alle suddette esigenze finanziarie straordinarie nel 2016, soprattutto se il trend positivo dei consumi elettrici, registrato negli ultimi mesi del 2015, verrà confermato.

Con la delibera 28 dicembre 2015, 657/2015/R/com, l'Autorità ha pertanto confermato il valore della componente tariffaria A_3 , dopo un anno di adeguamenti al rialzo.

La tavola 2.3 sintetizza gli oneri posti in capo al conto A_3 nel 2015 (dati preconsuntivi) confrontati con quelli del 2014.

TAV. 2.3

Dettaglio degli oneri A_3
Milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2014		2015	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	349	2,6	289	2,2
Ritiro certificati verdi	3.218	23,9	3.851	29,6
Fotovoltaico	6.513	48,4	6.233	47,9
Ritiro dedicato	63	0,5	36	0,3
Tariffa omnicomprensiva	1.918	14,3	1.859	14,3
Scambio sul posto	134	1,0	170	1,3
Incentivi amministrati FER	74	0,6	159	1,2
Funzionamento GSE e altro	6	0,04	1	0,01
TOTALE RINNOVABILI	12.276	91,3	12.599	96,9
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	432	3,2	312	2,4
Oneri CO ₂ assimilate	38	0,3	37	0,3
Copertura certificati verdi assimilate	57	0,4	38	0,3
Risoluzione CIP6	648	4,8	18	0,1
TOTALE ASSIMILATE	1.174	8,7	405	3,1
TOTALE ONERI A_3	13.450	100,0	13.004	100,0

Fonte: GSE e AEEGSI.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica

In merito alle agevolazioni previste per le imprese a forte consumo di energia, ai sensi dell'art. 39, comma 3, del decreto legge n. 83/12, convertito nella legge n. 134/12, l'Autorità, con la delibera 9 aprile 2015, 160/2015/R/eel, ha confermato integralmente le disposizioni per il riconoscimento delle agevolazioni a tali imprese per l'anno 2014, così come già stabilite dalla delibera 19 marzo 2015, 112/2015/R/eel. Con quest'ultimo provvedimento, infatti, l'Autorità aveva definito la disciplina per il riconoscimento delle agevolazioni per l'anno di competenza 2014, modificando in parte quanto già disposto con la delibera 24 ottobre 2013, 467/2013/R/eel, per il medesimo anno, riservandosi di intervenire successivamente, alla luce dei risultati del procedimento avviato dalla Commissione europea di verifica della compatibilità delle misure adottate con le norme europee in materia di aiuti di Stato, e rinviando la definizione della disciplina definitiva delle agevolazioni a seguito della chiusura di detto procedimento, ancora in corso. Per il protrarsi del procedimento davanti alla Commissione europea, con la delibera 28 settembre 2015, 452/2015/R/eel, i termini fissati per la pubblicazione dell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica e per l'erogazione delle relative agevolazioni sono stati prorogati al 31 dicembre 2015.

Da ultimo, con la delibera 28 dicembre 2015, 668/2015/R/eel, è stata ulteriormente estesa la proroga di detto termine al 31 marzo 2016 e sono state introdotte ulteriori disposizioni in materia, tra le quali:

- la conferma che le disposizioni di cui alla delibera 467/2013/R/eel, come modificata e integrata dalla delibera 112/2015/R/eel, si applichino fino al 31 dicembre 2015, fatte salve le condizioni che potranno essere poste dalla Commissione europea in esito alla conclusione del procedimento;
- il rimando a un successivo provvedimento per l'integrazione delle disposizioni applicative in materia di oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica a partire dalla competenza 2016;
- la previsione che, a partire dall'1 gennaio 2016, le aliquote delle componenti tariffarie A_2 (a copertura dei costi per le attività di smantellamento delle centrali nucleari dismesse e per la chiusura del ciclo del combustibile nucleare), A_3 (a copertura del sistema di incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

o assimilate), A_4 (a copertura delle agevolazioni tariffarie riconosciute per il settore ferroviario), A_5 (a copertura delle attività di ricerca in aree di interesse del sistema elettrico nazionale) e A_6 (a finanziamento del sistema dei bonus destinati ai clienti domestici del servizio elettrico), applicabili ai consumi mensili eccedenti gli 8 GWh in media tensione e ai consumi mensili eccedenti i 12 GWh in alta e altissima tensione, nonché tutte le aliquote della componente tariffaria AE siano poste pari a zero per tutti i punti di prelievo.

Con la successiva delibera 17 marzo 2016, 120/2016/R/eel, l'Autorità ha prorogato le attività inerenti alla pubblicazione dell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica nel 2014 e la conseguente erogazione delle relative agevolazioni, a data da determinarsi in esito al perfezionamento, da parte di CSEA, degli adempimenti attuativi posti a suo carico dalla delibera 668/2015/R/eel. Infine, con la delibera 30 marzo 2016, 138/2016/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento per la determinazione delle componenti tariffarie relative agli oneri generali del sistema elettrico per le utenze non domestiche, ai sensi dell'art. 3, comma 2, lettera b), del decreto legge n. 210/15, come convertito con modificazioni dalla legge 25 febbraio 2016, n. 21. La nuova formulazione della norma attribuisce all'Autorità un mandato molto più ampio rispetto a quello che le era stato inizialmente conferito dal decreto legge n. 210/15 e attuato con la delibera 14 gennaio 2016, 13/2016/R/eel, la quale prevedeva l'introduzione di una struttura trinomica degli oneri generali di sistema per i soli clienti connessi alla rete di alta e altissima tensione. Conseguentemente, l'Autorità ha stabilito di rendere disponibili, nell'ambito del procedimento di cui sopra, uno o più documenti per la consultazione, al fine di raccogliere i contributi dei soggetti interessati, relativamente ai quali la nuova regolazione produrrà i suoi effetti.

Disposizioni del decreto legge n. 91/14

La rimodulazione degli oneri di sistema, definita nel decreto legge n. 91/14, convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, secondo le disposizioni introdotte dalle delibere 29 dicembre 2014, 674/2014/R/eel e 675/2014/R/com, come modificata dalla delibera 25 giugno 2015, 302/2015/R/com, è avvenuta mediante la definizione degli importi da destinare, a partire dall'1 gennaio 2015, alla riduzione