

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
335/2015/R/EEL**

**CRITERI PER LA FISSAZIONE DEL COSTO RICONOSCIUTO,
PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA
DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL QUINTO PERIODO REGOLATORIO.
Orientamenti iniziali**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL

Mercato di incidenza: energia elettrica
9 luglio 2015

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL, per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per il servizio di connessione in vigore nel periodo di regolazione con decorrenza dall'1 gennaio 2016.

Il presente documento fa seguito alla pubblicazione del documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/EEL, di inquadramento generale, nel quale sono stati esposti i criteri alla base delle principali linee di intervento che l'Autorità intende sviluppare nel corso del procedimento.

Il presente documento illustra gli orientamenti iniziali dell'Autorità in relazione ai criteri per la determinazione del costo riconosciuto, per la fissazione dei livelli tariffari iniziali per il quinto periodo di regolazione elettrico e dei successivi aggiornamenti.

Il procedimento sulla regolazione tariffaria relativo ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura e dell'energia elettrica è sottoposto all'Analisi di Impatto della Regolazione (AIR) per gli aspetti più rilevanti.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica (infrastrutture@autorita.energia.it) entro il **3 settembre 2015**.*

Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.

**Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
Direzione Infrastrutture
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano**

e-mail: infrastrutture@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

PARTE I - ASPETTI INTRODUTTIVI	5
1. Oggetto e ambito della consultazione	5
2. La riforma dei criteri per la determinazione del costo riconosciuto.....	6
3. Obiettivi specifici	8
4. Struttura del documento	9
PARTE II - DURATA DEL PERIODO REGOLATORIO ED ESTENSIONE PERIMETRO ATTIVITA'	10
5. Durata del periodo regolatorio e meccanismi di aggiornamento.....	10
6. Perimetro dei costi operativi riconosciuti per il servizio di trasmissione.....	12
PARTE III - CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI OPERATIVI PER IL TRIENNIO 2016-2018	13
7. Introduzione.....	13
8. Fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi	13
9. Aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti.....	16
PARTE IV - CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI DI CAPITALE PER IL TRIENNIO 2016-2018	19
Sezione 1 Elementi comuni a tutti i servizi del settore elettrico	19
10. Criteri generali.....	19
11. Evoluzione delle misure per la compensazione del <i>lag</i> regolatorio	20
12. Ipotesi di accorpamento delle tipologie di cespiti e revisione delle vite utili regolatorie.....	21
13. Trattamento dei contributi	22
14. Capitale circolante netto	22
15. Determinazione dei parametri β e D/E ai fini del calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito	23
Sezione 2 DETERMINAZIONE DEL COSTO DI CAPITALE RICONOSCIUTO PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	24
16. Andamento degli investimenti nel quarto periodo di regolazione	24
17. Determinazione dei livelli iniziali del capitale investito riconosciuto nel NPR....	24
18. Criteri per gli aggiornamenti annuali del capitale investito riconosciuto nel NPR	28
19. Determinazione e aggiornamento degli ammortamenti nel NPR.....	29
Sezione 3 DETERMINAZIONE DEL COSTO DI CAPITALE RICONOSCIUTO PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE.....	30
20. Introduzione.....	30
21. Andamento degli investimenti nel quarto periodo di regolazione	30
22. Determinazione dei livelli iniziali del capitale investito riconosciuto per impresa nel NPR	31

23.	Criteri per gli aggiornamenti annuali del capitale investito riconosciuto nel NPR	33
24.	Determinazione e aggiornamento degli ammortamenti nel NPR.....	34
25.	Determinazione del capitale investito riconosciuto e degli ammortamenti per le imprese di dimensione medio-piccola nel NPR	35
Sezione 4 DETERMINAZIONE DEL COSTO RICONOSCIUTO PER IL SERVIZIO DI MISURA NEL NPR.....		38
26.	Criteri generali per il riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di misura nel NPR	38
27.	Lo scenario di evoluzione tecnologica dei misuratori in bassa tensione e la regolazione tariffaria	40
PARTE V - DETERMINAZIONE DEL COSTO RICONOSCIUTO PER IL TRIENNIO 2019-2021		46
28.	Aspetti generali.....	46
29.	Caratteri principali della regolazione sulla base della spesa totale	47
30.	L'individuazione del sentiero di sviluppo della spesa totale.....	50
31.	Controllo e monitoraggio della spesa.....	53
32.	Meccanismi di aggiornamento	54

PARTE I - ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Oggetto e ambito della consultazione

- 1.1 Il 31 dicembre 2015 è prevista la conclusione del quarto periodo di regolazione 2012 – 2015 (di seguito: *VPR*) per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, attualmente disciplinati dalla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 (di seguito: deliberazione 199/11) e, in particolare, dall'Allegato A (di seguito: TIT) che disciplina le tariffe per l'uso delle reti di trasmissione e distribuzione, dall'Allegato B che disciplina responsabilità e tariffe relative al servizio di misura, e dall'Allegato C che disciplina le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.
- 1.2 In vista di tale scadenza l'Autorità, con deliberazione 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL (di seguito: deliberazione 483/2014/R/EEL), ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per il servizio di connessione in vigore nel periodo di regolazione che decorrerà dall'1 gennaio 2016 (di seguito: quinto periodo di regolazione o *NPR*), prevedendo altresì di sottoporre gli aspetti più rilevanti all'applicazione della metodologia di analisi di impatto della regolazione (*AIR*).
- 1.3 Nell'ambito del procedimento avviato con la citata deliberazione 483/2014/R/EEL, l'Autorità ha pubblicato:
- a) il documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 5/2015/R/EEL), con finalità di inquadramento generale, che espone i criteri alla base delle principali linee di intervento che l'Autorità intende sviluppare nel corso del medesimo procedimento;
 - b) il documento per la consultazione 12 febbraio 2015, 48/2015/R/EEL, in materia di approfondimenti tecnici relativi alla regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel quinto periodo di regolazione;
 - c) il documento per la consultazione 29 maggio 2015, 255/2015/R/EEL, in materia di promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica.
- 1.4 Il presente documento illustra gli orientamenti iniziali dell'Autorità e propone per la consultazione ipotesi di dettaglio relativamente all'ambito di applicazione, alla durata del periodo regolatorio, ai meccanismi di aggiornamento *infra*-periodo, nonché alla determinazione e aggiornamento dei costi riconosciuti per la determinazione dei livelli tariffari per ciascuno dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.
- 1.5 È prevista l'emanazione di successivi documenti per la consultazione su tematiche specifiche del procedimento. In particolare entro il mese di agosto è prevista la pubblicazione di un documento in materia di qualità del servizio ed entro il mese di

settembre la diffusione di un documento in materia di promozione selettiva degli investimenti nelle reti di trasmissione. Nel mese di settembre è poi prevista la pubblicazione di un documento in materia di tariffe e vincoli ai ricavi, che tratterà anche il tema della revisione dei meccanismi di garanzia dei ricavi. Nel mese di novembre è infine prevista la pubblicazione di un documento conclusivo, con gli orientamenti finali dell'Autorità per il quinto periodo di regolazione tariffaria del settore elettrico.

- 1.6 Con riferimento al servizio di misura dell'energia elettrica, sono in fase di redazione ulteriori specifici documenti per la consultazione riguardanti:
- a) le funzionalità che i misuratori elettronici di seconda generazione (2G) dovranno supportare, la cui pubblicazione è prevista entro la prima decade del mese di agosto;
 - b) la revisione integrata della regolazione, anche tariffaria, relativa al servizio di misura dell'energia elettrica immessa, prelevata e prodotta, in primo luogo al fine di tenere conto della diffusione di clienti *prosumer*; la pubblicazione di tale documento è prevista nel corso del prossimo autunno.
- 1.7 In parallelo al procedimento avviato con la deliberazione 483/2014/R/EEL l'Autorità ha avviato, con la deliberazione 4 dicembre 2014, 597/2014/R/COM (di seguito: deliberazione 597/2014/R/COM), un procedimento per una revisione complessiva delle modalità di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi regolati dei settori elettrico e gas. Secondo quanto indicato nella medesima deliberazione 597/2014/R/COM, è previsto che i due procedimenti vengano svolti in maniera coordinata, anche temporalmente.
- 1.8 Nell'ambito del medesimo procedimento di cui alla deliberazione 597/2014/R/COM, l'Autorità ha emanato in data 9 giugno 2015 il documento per la consultazione 275/2015/R/COM (di seguito: documento per la consultazione 275/2015/R/COM), contenente gli orientamenti iniziali dell'Autorità in relazione ai criteri per la determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito e alle tempistiche per l'adozione della nuova metodologia nei singoli servizi regolati dei settori elettrico e gas.

2. La riforma dei criteri per la determinazione del costo riconosciuto

- 2.1 I limiti dell'applicazione di schemi di regolazione incentivante di tipo *price-cap* in contesti caratterizzati da significative esigenze di sviluppo infrastrutturale hanno condotto nel contesto italiano a sviluppare un approccio di tipo ibrido per il riconoscimento dei costi, che prevede l'applicazione di meccanismi di regolazione incentivante limitatamente ai costi operativi e l'adozione di meccanismi di riconoscimento dei costi di capitale secondo schemi di regolazione del tipo *rate-of-return*, con adeguamento annuale del capitale investito netto in funzione delle dinamiche di investimento/disinvestimento. Tali meccanismi di riconoscimento dei costi sono stati gestiti mediante la definizione e l'aggiornamento di parametri tariffari

unitari in coerenza con le indicazioni dell'articolo 2, commi 18 e 19 della legge 481/95.

- 2.2 Anche nel contesto internazionale gli schemi di regolazione incentivante sono oggetto di revisione da parte dei regolatori. In alcuni paesi sono state adottate soluzioni analoghe a quelle adottate in Italia. In altri paesi sono stati sviluppati nuovi approcci che hanno visto inseriti gli elementi tipici della regolazione incentivante in soluzioni che permettono di dimensionare il livello dei costi riconosciuti in funzione delle esigenze infrastrutturali connesse all'evoluzione della domanda e dei contenuti del servizio. Di particolare interesse è il modello fondato sulla spesa totale adottato dal regolatore britannico *Ofgem* per i settori dell'energia elettrica e del gas e ora in fase di adozione anche da parte del regolatore britannico *Ofwat* per i servizi idrici.
- 2.3 Seguendo le *best practice* regolatorie internazionali, come già indicato nell'ambito del documento per la consultazione 5/2015/R/EEL, l'Autorità è orientata a superare, nel corso del *NPR*, lo schema di regolazione vigente. In particolare l'Autorità ha ipotizzato di introdurre logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale, intesa come somma di spese di esercizio e spese di investimento (di seguito: metodologia *Totex*). Tali logiche mirano a favorire uno sviluppo efficiente ed efficace dei servizi. Le nuove modalità di riconoscimento dei costi saranno gestite mediante la definizione e l'aggiornamento di parametri tariffari unitari in coerenza con le indicazioni dell'articolo 2, commi 18 e 19 della legge 481/95.
- 2.4 L'implementazione della metodologia *Totex*, comportando un radicale cambio di paradigma rispetto alle metodologie tariffarie fino ad oggi applicate dall'Autorità, richiede un attento esame delle possibili modalità applicative e, al fine di essere efficace, anche un'adeguata comprensione da parte delle imprese regolate. L'Autorità ritiene ragionevole prevedere che il puntuale sviluppo delle metodologie di attuazione della logica di riconoscimento dei costi basata sulla spesa totale, attraverso un confronto con operatori e *stakeholder*, possa richiedere almeno un paio d'anni. In questa prospettiva appare pertanto ragionevole prevedere che la metodologia *Totex* possa essere messa a punto entro l'anno 2017 e possa essere applicata a partire dall'anno 2019. Per tale ragione, pur confermando l'ipotesi di allungamento del periodo di regolazione da 4 a 6 anni, l'Autorità intende suddividere il periodo di regolazione in due parti:
- a) nel periodo 2016-2018 sarebbero adottate soluzioni in sostanziale continuità con la logica di riconoscimento dei costi già in vigore nel *VPR*, secondo quanto illustrato nella Parte III e nella Parte IV di questo documento per la consultazione;
 - b) dal 2019, nei termini meglio precisati in seguito, troverebbe applicazione la metodologia *Totex*, i cui principi generali sono illustrati nella Parte V di questo documento per la consultazione.
- 2.5 La prospettata evoluzione della regolazione tariffaria, che secondo quanto indicato nella *presentazione del Presidente della Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta* dovrà risultare capace di indurre comportamenti efficienti tanto negli operatori quanto negli utilizzatori del servizio, appare in linea con le indicazioni contenute nel *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, approvato con

deliberazione dell’Autorità 15 gennaio 2015, 3/2015/A (di seguito: *Quadro strategico 2015-2018*) e in particolare con l’orientamento della linea strategica relativa alla *Responsabilizzazione degli operatori di rete per uno sviluppo selettivo delle infrastrutture nazionali e locali*.

- 2.6 Nell’ambito di tale linea strategica è stato individuato un obiettivo strategico riferito alla regolazione tariffaria, secondo cui *“la regolazione tariffaria dovrà evolvere aumentando l’attenzione rivolta ai benefici sistemici connessi allo sviluppo dei progetti infrastrutturali (ad esempio, benefici in termini di social welfare, di qualità e sicurezza del servizio, di integrazione delle fonti rinnovabili), sviluppandosi secondo criteri di selettività e in una logica output-based. La declinazione dell’orientamento verso logiche output-based dovrà essere in ogni caso effettuata con la necessaria gradualità per tenere conto delle peculiarità dei settori caratterizzati dalla presenza di obblighi di pubblico servizio, e della necessità, prevista dalla legge 481/95, di garantire certezza e stabilità della regolazione e di tenere conto dell’equilibrio economico-finanziario dei soggetti esercenti il servizio. L’orientamento verso logiche output-based si incentrerà in primo luogo sul versante degli incentivi privilegiando quei casi in cui risulta più evidente l’identificazione di metriche di semplice attuazione che consentano un’efficace rappresentazione dei benefici principali. In questo percorso sarà necessario: rendere più efficaci le procedure di definizione e successivo monitoraggio dei piani di investimento e della loro efficiente realizzazione, in particolare nel settore del gas naturale, e definire metodologie di analisi costi/benefici in linea con quelle che si stanno progressivamente delineando a livello europeo; rafforzare ed estendere per le infrastrutture di distribuzione, la regolazione della qualità del servizio; orientare il processo di “smartizzazione” o innovazione della rete, in particolare a livello della distribuzione, in modo da favorire l’integrazione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico (...).”*
- 2.7 Considerata la complessità di implementazione della metodologia *Totex* l’Autorità intende valutare se prevedere che nel corso del *NPR* tale metodo possa trovare applicazione limitatamente ad alcune imprese, come meglio precisato nel paragrafo 28.3.

3. Obiettivi specifici

- 3.1 Gli obiettivi specifici del presente documento sono identificati sulla base degli obiettivi generali definiti nel documento per la consultazione 5/2015/R/EEL, in coerenza con gli obiettivi strategici definiti dall’Autorità nel *Quadro strategico 2015-2018*, come richiamati nei paragrafi 2.5 e 2.6.
- 3.2 Nel dettaglio, ai fini del presente documento, sono rilevanti i seguenti obiettivi specifici:
- promuovere l’adeguatezza e la sicurezza delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione di energia elettrica, al fine di dotare il Paese di un sistema di

infrastrutture energetiche - sia a livello nazionale che locale - efficiente e moderno, adeguato alle esigenze dei consumatori;

- introdurre meccanismi di incentivazione all'efficienza, sia con riferimento ai costi operativi, favorendo l'efficienza nella gestione operativa del servizio, sia con riferimento ai costi di investimento, favorendo una crescita infrastrutturale capace di garantire benefici superiori ai costi, secondo criteri di selettività;
- migliorare l'efficienza dei servizi di rete, anche supportando processi di aggregazione tra distributori di energia elettrica di piccole dimensioni;
- promuovere l'efficienza dell'attività di misura;
- assicurare e facilitare l'attuazione della disciplina regolatoria, promuovendone la stabilità, migliorandone la prevedibilità e semplificando i meccanismi di riconoscimento dei costi.

4. Struttura del documento

4.1 Il presente documento per la consultazione, oltre alla presente parte introduttiva (Parte I), nella quale vengono richiamati gli obiettivi perseguiti, e descritto lo sviluppo complessivo del procedimento stesso, è organizzato in ulteriori quattro parti ed in particolare:

- Parte II, nella quale sono illustrati gli orientamenti relativi alla durata del periodo regolatorio e i meccanismi per l'aggiornamento *infra*-periodo;
- Parte III, nella quale sono descritti i criteri per la determinazione dei costi operativi riconosciuti ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali, nonché le modalità di aggiornamento per ciascuno dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il triennio 2016-2018;
- Parte IV, nella quale sono descritti i criteri per la determinazione dei costi di capitale riconosciuti ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali, nonché le modalità di aggiornamento del capitale investito riconosciuto e dell'ammortamento, per ciascuno dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il triennio 2016-2018;
- Parte V, nella quale si descrivono con maggior dettaglio analitico le modalità di riconoscimento dei costi secondo la metodologia *Totex*, perimetrandone l'ambito di applicazione, evidenziandone le possibili criticità implementative, ed individuando gli strumenti necessari e gli ulteriori approfondimenti da effettuare ai fini dell'adozione della nuova metodologia a partire dall'1 gennaio 2019.

4.2 Al documento è inoltre allegata l'Appendice A, che descrive le modalità di determinazione dei costi riconosciuti adottate nel periodo di regolazione 2012-2015.

PARTE II – DURATA DEL PERIODO REGOLATORIO ED ESTENSIONE PERIMETRO ATTIVITA’

5. Durata del periodo regolatorio e meccanismi di aggiornamento

Durata del periodo regolatorio

- 5.1 L’Autorità, nel documento per la consultazione 5/2015/R/EEL, ha ipotizzato il prolungamento della durata del periodo regolatorio, in analogia con le scelte adottate per il servizio di distribuzione del gas nel quarto periodo regolatorio (2014-2019), al fine di creare condizioni di maggiore prevedibilità della regolazione, con benefici in termini di miglioramento dell’efficienza del servizio.
- 5.2 Come già osservato nell’ambito delle consultazioni sui criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione del gas nel quarto periodo regolatorio, prolungamenti della durata del periodo di regolazione sono stati previsti anche in altri paesi. Tale soluzione è stata generalmente accompagnata da misure volte a rendere compatibile la gestione dell’evoluzione di scenario con il prolungamento del periodo di regolazione; in particolare, sono state previste differenti revisioni di parametri rilevanti ai fini regolatori nel corso del periodo.
- 5.3 Le risposte fornite dagli *stakeholder* al documento per la consultazione 5/2015/R/EEL evidenziano una generale condivisione dell’ipotesi proposta, concordando sugli effetti benefici sia in termini di stabilità del quadro regolatorio di riferimento, sia in termini di maggiore prevedibilità della regolazione medesima.
- 5.4 Taluni soggetti hanno invece evidenziato che l’estensione della durata, sebbene temperata dalla presenza di meccanismi di aggiornamento *infra*-periodo, potrebbe non consentire l’adeguamento della regolazione ad un contesto ad oggi incerto e in rapida evoluzione.
- 5.5 Alla luce delle osservazioni emerse nell’ambito della consultazione, l’Autorità è orientata a confermare l’ipotesi di prolungamento della durata del periodo di regolazione per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, aumentandolo da quattro a sei anni (2016-2021).

Spunti per la consultazione

- S1.** Osservazioni in merito alla durata del periodo regolatorio.

Meccanismi di aggiornamento infra-periodo

- 5.6 Nel documento per la consultazione 5/2015/R/EEL l’Autorità ha ipotizzato di accompagnare il prolungamento della durata del periodo regolatorio con specifici meccanismi *infra*-periodo di aggiornamento.

- 5.7 In merito alle ipotesi di introduzione di meccanismi *infra*-periodo di aggiornamento va ricordato che non sono oggetto del presente procedimento eventuali meccanismi relativi all'aggiornamento dei parametri utilizzati per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito. Tali ipotesi sono trattate nell'ambito del documento per la consultazione 275/2015/R/COM.
- 5.8 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno focalizzato le risposte sull'ipotesi di revisione *infra*-periodo del tasso annuo di recupero di produttività (*X-factor*), citato come esempio nel documento per la consultazione 5/2015/R/EEL. In merito, un operatore ha ritenuto poco condivisibile la proposta di aggiornamento *infra*-periodo dell'*X-factor*, tenuto conto che tale previsione, soprattutto se letta alla luce della proposta di anticipazione dell'orizzonte temporale di restituzione ai clienti finali delle maggiori efficienze realizzate nei periodi regolatori precedenti non oltre la fine del quinto periodo di regolazione (vedi successivo capitolo 8) potrebbe indebolire lo stimolo per le imprese a conseguire ulteriori efficienze. Un altro operatore ha invece condiviso la proposta di rivedere l'*X-factor* in corso di periodo e, sul tema, ritiene adeguata la tempistica di aggiornamento definita per il quarto periodo di regolazione della distribuzione gas.
- 5.9 Nella prospettiva di adottare a partire dal 2019 logiche di riconoscimento dei costi fondate sulla metodologia *Totex*, l'Autorità è orientata a prevedere che alla conclusione del primo triennio siano sottoposti a revisione gli obiettivi di variazione del tasso annuo di recupero di produttività (*X-factor*). In questo contesto, come indicato nel documento per la consultazione 5/2015/R/EEL, potrebbero essere utilizzati i risultati delle analisi dei costi per funzione, in ottica di *activity based costing* (per esempio esercizio, manutenzione, pronto intervento), che possano sovrapporsi in modo trasversale all'attuale duplice disaggregazione dei costi per natura e per attività/comparti.
- 5.10 Tale revisione triennale accompagnerà i consueti aggiornamenti annuali che intercettano eventuali effetti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

Spunti per la consultazione

S2. Osservazioni in merito ai meccanismi di aggiornamento *infra*-periodo.

6. Perimetro dei costi operativi riconosciuti per il servizio di trasmissione

- 6.1 Nell'ambito del documento per la consultazione 5/2015/R/EEL, l'Autorità ha proposto di includere nel perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione anche i costi riconosciuti al gestore della rete di trasmissione per lo svolgimento delle attività relative al dispacciamento, al netto dei costi legati all'approvvigionamento delle risorse necessarie per tale servizio. I criteri adottati nel quadriennio 2012-2015 per la fissazione del corrispettivo riconosciuto al gestore della rete di trasmissione per lo svolgimento di tale servizio sono del tutto analoghi a quelli adottati per la determinazione del costo riconosciuto per il servizio di trasmissione nel quarto periodo regolatorio. Nonostante le perplessità espresse dal gestore nell'ambito delle risposte al sopracitato documento per la consultazione, riconducibili in larga misura alla presenza di costi non comprimibili e non governabili dal gestore nell'ambito dei costi di dispacciamento, l'Autorità ritiene comunque opportuno dar corso alla proposta in quanto, sul piano metodologico, anche nell'ipotesi di gestione disgiunta del riconoscimento dei costi per il servizio di dispacciamento, in ogni caso sarebbero adottate metodologie coerenti con quelle previste per il servizio di trasmissione. L'unificazione comporta una notevole semplificazione amministrativa e, allo stesso tempo, migliora l'omogeneità nei criteri di riconoscimento dei costi e riduce i rischi di *double-counting* che potrebbero derivare da analisi separate e disgiunte.
- 6.2 L'Autorità ritiene infatti che i costi non comprimibili e non governabili possano essere debitamente considerati nei criteri proposti per la definizione degli obiettivi di recupero di produttività, che tengono già conto dei livelli effettivi di spesa dei gestori.
- 6.3 Tuttavia, ai fini dell'implementazione della proposta di includere nel perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione anche i costi per l'attività di dispacciamento, è necessario tenere in considerazione che, attualmente, i costi di trasmissione e i costi di dispacciamento sono posti a carico di soggetti differenti:
- i costi di trasmissione sono sostenuti in via diretta, attraverso l'applicazione della componente *CTR*, dai distributori di energia elettrica e, in ultima istanza, dai clienti finali attraverso l'applicazione delle componenti tariffarie *TRAS*;
 - i costi riconosciuti al gestore relativi all'attività di dispacciamento, ai sensi del comma 24.3 del *TIS* (come aggiornato in ultimo con la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2014, 658/2014/R/EEL), sono posti a carico agli utenti del dispacciamento in prelievo, attraverso l'applicazione del corrispettivo unitario *DIS* di cui all'articolo 46 delle *Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79*, come in ultimo modificate con la deliberazione 658/2014/R/EEL.

Spunti per la consultazione

S3. Osservazioni in merito all'ambito di applicazione.

PARTE III – CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI OPERATIVI PER IL TRIENNIO 2016-2018

7. Introduzione

- 7.1 La presente Parte illustra i criteri generali per la determinazione dei costi operativi riconosciuti nel triennio 2016-2018 che, laddove non diversamente specificato, fanno riferimento a tutti i servizi ossia trasmissione, distribuzione e misura.
- 7.2 Come anticipato nel capitolo 2, nel triennio 2016–2018 l’Autorità intende procedere secondo logiche di sostanziale continuità metodologica con il passato.

Tabella 1 - Costi operativi di riferimento per la determinazione delle tariffe per gli anni 2012-2015 (mln €) – valori a moneta costante 2015

Servizio	Costi operativi di riferimento			
	2012	2013	2014	2015
Trasmissione	315	306	297	288
Distribuzione ^(*)	1.992	1.938	1.886	1.833
Commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura	353	340	329	317

^(*)I dati relativi al servizio di distribuzione per gli anni 2012 e 2013 sono stati ricalcolati pro-forma al fine di renderli confrontabili con i dati relativi agli anni 2014-2015. Con la deliberazione 607/2013/R/EEL, l’Autorità ha modificato, a valere sulle tariffe per gli anni 2014-2015, il trattamento dei contributi di connessione a *forfait*, stabilendo che i relativi ricavi siano portati in detrazione del capitale investito, in luogo del precedente trattamento che ne prevedeva la detrazione dai costi operativi riconosciuti. Senza considerare le modifiche di cui alla deliberazione 607/2013/R/EEL, i costi operativi da coprire con tariffa, espressi a moneta costante 2015, ammontavano rispettivamente a 1.617 mln €(2012) ed a 1.573 mln €(2013); la restante parte era coperta tramite i suddetti contributi a *forfait*.

8. Fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi

- 8.1 Nel presente capitolo vengono descritte le modalità di determinazione del costo operativo riconosciuto, rilevanti ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali del nuovo periodo regolatorio.
- 8.2 L’Autorità è orientata a dare continuità ai criteri di determinazione del costo operativo riconosciuto ai fini della determinazione del livello iniziale per il triennio 2016-2018, adottando logiche coerenti con quelle applicate nel quarto periodo di regolazione.

- 8.3 Pertanto il costo riconosciuto a copertura dei costi operativi per l'anno 2016 sarà determinato a partire dai seguenti elementi, opportunamente corretti per tener conto dell'inflazione:
- a) il costo effettivo rilevato nell'anno 2014 (COE_{14}), determinato sulla base dei criteri descritti nel paragrafo 8.6 e seguenti;
 - b) il valore residuo, non ancora riassorbito tramite l'*X-factor* applicato nel quarto periodo di regolazione, della quota parte delle maggiori efficienze conseguite nel periodo regolatorio 2008-2011 lasciata in capo agli esercenti (PS^{TPR});
 - c) la quota parte delle maggiori efficienze conseguite nel quarto periodo regolatorio, che sarà lasciata in capo agli esercenti ai sensi di quanto proposto nel paragrafo 8.11 (PS^{VPR}).

Anno di riferimento per la determinazione del costo effettivo (COE)

- 8.4 L'Autorità, ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali per il primo anno del nuovo periodo regolatorio, in continuità con i criteri tariffari dei precedenti periodi di regolazione e con quanto in vigore per altri servizi regolati, intende fare riferimento ai costi sostenuti dalle imprese esercenti i servizi regolati nel penultimo anno del quarto periodo regolatorio, vale a dire l'anno 2014.
- 8.5 Le informazioni relative a tali costi saranno desumibili:
- a) dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti ai sensi del TIUC¹, che saranno resi disponibili entro la prima metà del mese di settembre 2015;
 - b) dalle risposte a questionari che saranno predisposti dagli Uffici dell'Autorità e inviati agli esercenti.

Determinazione dei costi effettivi (COE_{14}) e costi non riconoscibili ai fini regolatori

- 8.6 In coerenza con quanto previsto nei precedenti periodi regolatori, ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2014 (COE_{14}), l'Autorità intende escludere dai costi riconosciuti le voci per le quali la copertura sia già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio costi di pubblicità e di *marketing*). Non è pertanto previsto il riconoscimento delle voci di costo relative a:
- a) i costi operativi non ricorrenti;
 - b) i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di rete di proprietà di altre imprese;
 - c) gli accantonamenti, diversi dagli ammortamenti, operati in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi e oneri;
 - d) gli oneri finanziari e le rettifiche di valori di attività finanziarie;
 - e) gli oneri straordinari;
 - f) gli oneri per assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi;

¹ Il TIUC è l'Allegato A alla deliberazione 22 maggio 2014, 231/2014/R/COM.

- g) gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia risultata soccombente;
 - h) i costi connessi all'erogazione di liberalità;
 - i) i costi pubblicitari e di *marketing*, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai concessionari la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
 - j) i costi capitalizzati.
- 8.7 Sono escluse inoltre le poste relative agli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore elettrico, in coerenza con le disposizioni dell'articolo 27 del decreto-legge 24 giugno 2014, 91, come convertito con modificazioni dall'articolo 1, comma 1, della legge 11 agosto 2014, 116.
- 8.8 Con riferimento al precedente paragrafo 8.6, punto a), l'Autorità, al fine di verificare eventuali comportamenti opportunistici da parte degli operatori volti ad incrementare i costi operativi nell'anno di riferimento concentrando il sostenimento di alcuni costi in tale anno (*cost padding*) o utilizzando i margini di discrezionalità consentiti dalla disciplina contabile civilistica e dai principi contabili internazionali nella capitalizzazione dei costi, intende procedere con specifici approfondimenti istruttori al fine di verificare, ove se ne riscontri la necessità, gli andamenti storici dei costi operativi, con l'obiettivo di normalizzare eventuali voci di carattere non ricorrente. In tale definizione rientrano i costi *una tantum* che, anche appartenendo alla gestione caratteristica, non si verificano in modo continuativo ovvero si sono manifestati, in un dato anno, in maniera eccezionale o anomala.
- 8.9 I costi operativi verranno altresì rettificati:
- a) in funzione dei ricavi realizzati dall'eventuale cessione di beni o prestazioni di servizi non attribuiti, sul piano contabile, alle "attività diverse";
 - b) qualora si riscontrino errori nella ripartizione dei costi o dei ricavi tra comparti e/o attività nell'ambito dei conti annuali separati.
- 8.10 Specifiche analisi saranno effettuate per verificare la congruità degli oneri relativi a prestazioni infra-gruppo.

Ripartizione dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo di regolazione

- 8.11 L'Autorità è orientata a prevedere una simmetrica ripartizione tra imprese e utenti dei maggiori recuperi di produttività conseguiti dalle imprese nel corso del quarto periodo di regolazione.

Specificità per il servizio di distribuzione

- 8.12 Ai fini della determinazione del livello iniziale dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità conferma la propria intenzione di procedere ad analisi sui costi del servizio basate sui dati delle imprese distributrici che servano almeno 100.000 punti di prelievo e che i risultati di tali analisi siano poi applicati anche alle imprese di dimensione inferiore, tenendo peraltro conto dei coefficienti correttivi definiti nel *periodo regolatorio 2008-2011* e già utilizzati nel corso del *VPR*, che riflettono gli effetti delle

variabili esogene in base ai meccanismi di perequazione generale e di perequazione specifica aziendale.

- 8.13 Gli importi trattenuti dalle imprese distributrici a titolo di copertura del rischio dell'effettivo incasso sui versamenti degli oneri generali di sistema alla *Cassa conguaglio per il settore elettrico* e al *Gestore dei servizi energetici S.p.A.*, pari allo 0,5% del fatturato, non saranno oggetto di deduzione dal monte costi riconosciuti né saranno portati a maggiorazione dei ricavi effettivi del gestore di rete, in coerenza con quanto disposto dall'articolo 5 della deliberazione dell'Autorità 4 giugno 2015, 268/2015/R/EEL, secondo cui, con decorrenza dall'1 gennaio 2016, le imprese distributrici cessano di trattenere la quota dello 0,5% introdotta per tenere conto degli importi inesigibili per morosità dal provvedimento CIP 3/1988.
- 8.14 Con riferimento al trattamento dei contributi, l'Autorità intende confermare il criterio secondo cui la quota del 20% dei contributi privati a preventivo a copertura delle spese generali è portata in deduzione dei costi operativi.

Spunti per la consultazione

- S4.** Osservazioni in merito alla fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi.

9. Aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti

- 9.1 Per l'aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti, in continuità con i precedenti periodi di regolazione nonché in coerenza con le prescrizioni della legge 481/95, l'Autorità intende applicare il meccanismo del *price-cap* basato su un coefficiente annuale di aggiornamento delle tariffe fissato in funzione del tasso di inflazione, del tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti (*X-factor*) e di un tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.
- 9.2 Coerentemente con quanto previsto nel precedente periodo di regolazione, l'Autorità ritiene che non sussista la necessità di prevedere trattamenti specifici in relazione ai c.d. costi incrementali, ossia costi connessi a nuovi compiti o a incremento dei volumi delle attività svolte rispetto all'anno preso come riferimento per la valorizzazione del costo effettivo. L'Autorità ritiene che tali variazioni possano essere eventualmente intercettate dai meccanismi già previsti dalla regolazione tariffaria e, in particolare, dalla determinazione del livello di costo operativo riconosciuto ad inizio del periodo regolatorio e dalla previsione di correggere i costi operativi in corso di periodo di regolazione (in sede di aggiornamento annuale) per tener conto di modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale, in continuità con quanto già previsto nei precedenti periodi regolatori.

- 9.3 L'Autorità è comunque orientata a valutare la possibilità di copertura di eventuali costi sorgenti conseguenti all'introduzione delle misure di separazione del marchio (cosiddetto *debranding*), nell'ambito degli ordinari meccanismi di aggiornamento, nel caso delle immobilizzazioni, ovvero intervenendo sul tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da mutamenti del quadro normativo, a condizione che a detti maggiori costi sia garantita un'adeguata evidenza contabile.

Orientamenti per la fissazione degli obiettivi di recupero di produttività

- 9.4 Nel VPR, l'Autorità ha stabilito di calibrare gli obiettivi di recupero di produttività in modo da garantire la restituzione – entro un orizzonte temporale predefinito – dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nei periodi di regolazione precedenti. Tale decisione era supportata dalla considerazione che, dato il grado di maturità raggiunto nei settori della trasmissione e della distribuzione di energia elettrica, i margini residui di efficientamento fossero ridotti, e che fosse opportuno fissare pari a zero l'obiettivo di ulteriore riduzione (in termini reali) dei costi operativi.
- 9.5 In particolare, secondo quanto previsto dalla deliberazione ARG/elt 199/11, è previsto che entro il 2019 siano trasferiti ai clienti finali i recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione (2008-2011).
- 9.6 In linea generale, in un'ottica di continuità regolatoria l'Autorità intende confermare la determinazione dell'*X-factor* con l'obiettivo minimo di riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio, il cui beneficio è stato lasciato temporaneamente alle imprese per effetto dell'applicazione del meccanismo di simmetrica ripartizione delle maggiori efficienze descritto nei precedenti paragrafi.
- 9.7 In relazione al tema della restituzione a clienti finali dei recuperi di produttività, come già anticipato nel documento per la consultazione 5/2015/R/EEL, l'Autorità intende:
- a) confermare i termini di restituzione dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione, in un'ottica di certezza e stabilità del quadro regolatorio;
 - b) prevedere che i recuperi di produttività conseguiti nel corso del quarto periodo di regolazione (2012-2015) siano trasferiti interamente ai clienti finali entro il termine del quinto periodo di regolazione.

Specificità per il servizio di distribuzione

- 9.8 Come già anticipato nel capitolo 8 del documento per la consultazione 5/2015/R/EEL, con riferimento al servizio di distribuzione, l'Autorità intende valutare, mediante lo svolgimento di specifiche analisi sull'andamento della produttività delle imprese regolate, con particolare riferimento al servizio di distribuzione dell'energia elettrica, margini per la fissazione di ulteriori obiettivi di recupero di produttività.
- 9.9 Al fine di favorire un ulteriore miglioramento dell'efficienza nel settore della distribuzione, nel documento per la consultazione 5/2015/R/EEL l'Autorità ha espresso il proprio orientamento di procedere ad analisi sui costi del servizio basate sui dati delle imprese distributrici che servano almeno 100.000 punti di prelievo, e che i risultati di tali analisi siano poi applicati anche alle imprese di dimensione inferiore.

- 9.10 In relazione a tale orientamento, le risposte alla consultazione hanno evidenziato sostanziale condivisione dell'obiettivo generale di non riconoscere ai fini tariffari inefficienze legate alla dimensione d'impresa. Talune riserve sono state viceversa espresse in relazione alla proposta di analizzare esclusivamente i costi del servizio delle imprese di dimensioni maggiori. In particolare:
- a) un soggetto ha rilevato che tali imprese potrebbero non essere rappresentative del contesto operativo in cui gli operatori di minori dimensioni si trovano ad erogare il servizio;
 - b) un soggetto ha osservato che, in particolari contesti geografici, non risulta possibile perseguire efficacemente processi di aggregazione: la dislocazione delle reti di distribuzione a "macchia di leopardo", la rarefazione dell'utenza connessa, il peculiare contesto oro-geografico del territorio in cui tali imprese operano, rendono difficoltose le operazioni di aggregazioni e non potrebbero in ogni caso condurre ad aumenti significativi della dimensione d'impresa²;
 - c) un soggetto ha evidenziato come la proposta di semplificazione contenuta nel documento per la consultazione 5/2015/R/EEL non appare garantire gli obiettivi di tutela dell'equilibrio economico-finanziario delle imprese, e pertanto ritiene più correttamente perseguibile la soluzione adottata nel settore della distribuzione gas dove sia i livelli dei costi operativi, sia i recuperi di efficienza da conseguire nel corso del periodo sono differenziati per *cluster* omogenei di imprese.
- 9.11 In merito l'Autorità ritiene che gli effetti prodotti da variabili esogene debbano essere riflessi nella regolazione tariffaria, tenendo conto in ogni caso dell'esigenza di semplicità amministrativa e nel rispetto dell'obiettivo di riconoscimento di costi efficienti. L'Autorità non ritiene invece opportuno differenziazioni dei costi riconosciuti per classe dimensionale. Tali differenziazioni potrebbero trovare una ragion d'essere solo all'interno di meccanismi di incentivazione alle aggregazioni, quali quelli sviluppati nel terzo periodo di regolazione del servizio di distribuzione del gas naturale, e avere carattere transitorio.

Spunti per la consultazione

- S5.** Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti.
- S6.** Valutazioni e proposte circa l'introduzione di meccanismi di incentivazione alle aggregazioni.

² Si evidenzia che il complesso delle imprese che risultano avere meno di 5.000 clienti finali connessi servono, a livello aggregato, poco più di 90.000 punti di prelievo.

PARTE IV – CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI DI CAPITALE PER IL TRIENNIO 2016-2018

Sezione 1 Elementi comuni a tutti i servizi del settore elettrico

10. Criteri generali

- 10.1 Con riferimento alla determinazione del costo riconosciuto di capitale nel primo anno del triennio 2016 – 2018, l’Autorità intende procedere secondo logiche di sostanziale continuità con il passato, al fine di garantire stabilità nei riconoscimenti tariffari.
- 10.2 I costi di capitale comprendono tipicamente la remunerazione del capitale investito riconosciuto ai fini regolatori e gli ammortamenti.
- 10.3 Il capitale investito riconosciuto ai fini regolatori (*CIR*) è determinato come somma algebrica delle seguenti poste:
- a) immobilizzazioni nette;
 - b) valore residuo dei contributi;
 - c) immobilizzazioni in corso;
 - d) capitale circolante netto;
 - e) poste rettificative;
 - f) immobilizzazioni immateriali relative al “fondo pensione elettrici”.
- 10.4 Il valore delle immobilizzazioni nette viene determinato in linea generale secondo il criterio del costo storico rivalutato. I dettagli relativi ai singoli servizi sono esposti nelle sezioni 2, 3 e 4 della presente Parte IV.
- 10.5 Il livello del tasso di remunerazione del *CIR* verrà determinato a conclusione del procedimento avviato con la deliberazione 597/2014/R/COM. Nell’ambito del procedimento in cui si inserisce il presente documento sono esaminate le sole istanze relative alla determinazione del parametro β e del rapporto *D/E* per i singoli servizi regolati.

Tabella 2 - Costi di capitale riconosciuti per l'anno 2015 (mln €)

Servizio	Costi riconosciuti a remunerazione del capitale investito	Costi riconosciuti a copertura degli ammortamenti
Trasmissione	898 ^(*)	538
Distribuzione	1.372	1.602
Commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura	155	399

^(*) di cui 113 mln € relativi agli incentivi per lo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione ai sensi dei commi 22.4 e 22.5 del TIT.

11. Evoluzione delle misure per la compensazione del *lag* regolatorio

- 11.1 In considerazione del ritardo nel riconoscimento tariffario dei nuovi investimenti, anche noto come *regulatory lag*, nel VPR l'Autorità ha ritenuto opportuno riconoscere una maggiorazione forfetaria pari all'1% del tasso di remunerazione del CIR a partire dagli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2011.
- 11.2 In alternativa a tale meccanismo, l'Autorità, in coerenza con quanto già disposto per i servizi di distribuzione e stoccaggio del gas naturale, intende valutare l'opportunità di includere nel riconoscimento tariffario anche i valori di preconsuntivo relativi agli investimenti entrati in esercizio nell'anno *t-1* rispetto all'anno di applicazione delle tariffe, prevedendo al contempo adeguati meccanismi di conguaglio che consentano di rettificare il livello di ricavo riconosciuto e dei livelli tariffari in funzione di eventuali scostamenti tra i valori di investimento di preconsuntivo e quelli riscontrati a consuntivo, come desumibili dai libri contabili delle imprese regolate.
- 11.3 Nell'ipotesi di riconoscimento tariffario degli investimenti di preconsuntivo, l'Autorità è orientata a valutare l'introduzione di adeguati meccanismi che inducano le imprese regolate a stimare adeguatamente i propri costi, neutralizzando l'incentivo delle imprese a sovrastimare i valori degli investimenti a consuntivo al fine di conseguire un vantaggio finanziario.
- 11.4 Eventuali scostamenti tra il valore dei costi riconosciuti come risultante dall'utilizzo dei dati di preconsuntivo e quello risultante dai dati di consuntivo saranno gestiti come posta rettificativa del valore dei costi riconosciuti per l'anno successivo.
- 11.5 L'Autorità, nel caso in cui si dia corso all'ipotesi di inclusione nel CIR del valore delle immobilizzazioni entrate in esercizio nell'anno *t-1*, al fine di semplificare la gestione amministrativa dei calcoli tariffari, intende prevedere modalità semplificate di riconoscimento della maggiorazione dell'1% del tasso di remunerazione del capitale investito per gli investimenti del periodo 2012-2014. In particolare l'Autorità è orientata a valutare l'ipotesi di riconoscere una maggiorazione forfetaria del valore delle immobilizzazioni nette calcolata sulla base del valore attuale netto dei riconoscimenti tariffari che si sarebbero applicati nell'ipotesi di maggiorazione dell'1% del tasso di remunerazione del capitale investito per il periodo di vita utile residuo dei cespiti, utilizzando come tasso di attualizzazione il tasso di remunerazione del capitale investito e tenendo conto della dinamica di evoluzione delle immobilizzazioni nette, per effetto degli ammortamenti.

Spunti per la consultazione

- S7.** Osservazioni in merito al riconoscimento degli investimenti di preconsuntivo per sterilizzare gli effetti del *regulatory lag*.
- S8.** Osservazioni in merito alla modalità alternativa di riconoscimento della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito destinata alla compensazione del *lag* regolatorio per gli investimenti del periodo 2012-2014.

12. Ipotesi di accorpamento delle tipologie di cespiti e revisione delle vite utili regolatorie

- 12.1 L’Autorità, in ottica di semplificazione amministrativa, intende procedere a una riduzione del numero di tipologie di cespiti e contestualmente valutare l’opportunità di rivedere le vite utili da assumere ai fini regolatori.
- 12.2 In particolare, ferma restando l’attuale suddivisione in cespiti di cui alla Tabella 6 del TIT che, per garantire continuità della base informativa, continuerà ad essere adottata nell’ambito del sistema di raccolta dei dati economici e patrimoniali (affiancata da opportune tabelle di raccordo), l’Autorità intende proporre ai fini tariffari le categorie di cespiti e le rispettive durate convenzionali di cui in Tabella 3.
- 12.3 Per quanto riguarda le vite utili regolatorie l’Autorità intende valutare l’ipotesi di prevedere un incremento delle vite utili attualmente impiegate, in modo da renderle più coerenti con le vite utili economico-tecniche effettive ed evitare che le imprese possano essere incentivate a sostituire anticipatamente cespiti completamente ammortizzati ma ancora funzionali alle esigenze di servizio. Al riguardo, nel corso del procedimento verranno effettuati ulteriori approfondimenti con le imprese per valutare l’incidenza delle scelte regolatorie sull’*asset management*.

Tabella 3 – Ipotesi per la durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti per i servizi regolati del settore elettrico.

Categorie di cespiti	Durata attuale convenzionale (in anni)	Ipotesi di nuova durata convenzionale (in anni)
Fabbricati	40	50
Stazioni elettriche e cabine primarie	tra 30 e 33	40
Linee di alta e altissima tensione	40	45
Linee di media e bassa tensione, prese utenti	30	35
Cabine secondarie, sezioni MT e centri satellite, trasformatori cabine secondarie	30	30
Fibra ottica per teletrasmissione	20	20
Impianti di teletrasmissione, di teleconduzione e di telecomunicazione	tra 5 e 12	10
Altri impianti (compresi impianti propri presso terzi)	tra 20 e 27	27
Altre immobilizzazioni materiali (attrezzature, mezzi di trasporto, mobili e arredi, macchine d'ufficio, stazioni di lavoro)	tra 5 e 17	10
Gruppi di misura in bassa tensione	15	15
Altri gruppi di misura (inclusi TA/TV)	20	20
Sistemi di telegestione, sistemi di telelettura e concentratori	5	10
Sistemi di accumulo	12	12
Immobilizzazioni immateriali	5	5

Spunti per la consultazione

S9. Osservazioni in merito all’ipotesi di accorpamento delle tipologie di cespiti e revisione delle vite utili regolatorie.

13. Trattamento dei contributi

- 13.1 Con riferimento al trattamento dei contributi l’Autorità, coerentemente a quanto previsto per i servizi di trasporto e stoccaggio del gas naturale e a quanto introdotto a partire dall’anno 2014 con deliberazione 607/2013/R/EEL per il servizio di distribuzione dell’energia elettrica, intende considerare i contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti:
- a) come posta rettificativa del *CIR* in detrazione del valore delle immobilizzazioni nette, considerando il valore dei contributi ricevuti in ciascun anno, rivalutato in base al deflatore degli investimenti fissi lordi, al netto della quota già degradata considerando convenzionalmente una vita utile coerente con quella adottata per il calcolo degli ammortamenti delle linee;
 - b) ai fini del calcolo dell’ammortamento riconosciuto, portando in deduzione degli ammortamenti riconosciuti la quota di ammortamento relativa ai contributi, calcolata convenzionalmente considerando una vita utile coerente con quella adottata per il calcolo degli ammortamenti delle linee.
- 13.2 Per il servizio di distribuzione, i contributi di cui al precedente paragrafo si intendono al netto della quota del 20% dei contributi privati a preventivo a copertura delle spese generali, che è portata in deduzione dei costi operativi (cfr. paragrafo 8.14).
- 13.3 L’Autorità intende inoltre valutare l’ipotesi di introdurre meccanismi che stimolino le imprese a raccogliere contributi pubblici, specialmente di natura comunitaria, a copertura dei costi infrastrutturali. In merito l’Autorità è orientata a prevedere che, ai soli fini della determinazione degli ammortamenti riconosciuti, per i primi 3/5 anni non sia portata in deduzione una quota pari al 50% della quota di ammortamento del contributo percepito.

14. Capitale circolante netto

- 14.1 Ai fini della determinazione del valore del capitale circolante netto da considerare ai fini del calcolo del *CIR* per l’anno 2016, l’Autorità intende confermare la determinazione convenzionale di tale posta; in particolare, l’Autorità intende verificare, sulla base di specifiche richieste informative, le esigenze di finanziamento del ciclo operativo dei gestori di rete, al fine di valutare se la determinazione parametrica in misura pari all’1% del valore complessivo delle immobilizzazioni nette (escluse le immobilizzazioni in corso esistenti alla medesima data), sia rappresentativa del capitale circolante netto dei gestori.

Spunti per la consultazione

- S10.** Osservazioni in merito a criteri per il trattamento dei contributi e del capitale circolante netto.

15. Determinazione dei parametri β e D/E ai fini del calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito

Parametro β

- 15.1 L'Autorità intende procedere alla stima del parametro β in coerenza con quanto indicato nel capitolo 13 del documento per la consultazione 275/2015/R/COM.
- 15.2 In particolare l'Autorità, ai fini della stima del parametro β , intende tenere conto delle evidenze desumibili dai mercati finanziari dei paesi dell'Eurozona con rating elevato, considerando dati storici relativi a orizzonti temporali biennali relativi, per quanto possibile, a società che svolgano esclusivamente attività relative ai singoli servizi regolati.
- 15.3 Peraltro, come indicato nel medesimo documento per la consultazione 275/2015/R/COM la stima del parametro β non è un processo che può essere considerato del tutto deterministico, ma implica una valutazione di coerenza rispetto al contesto generale da parte del regolatore.

Rapporto D/E

- 15.4 L'Autorità intende procedere alla stima del parametro D/E in coerenza con quanto indicato nel capitolo 18 del documento per la consultazione 275/2015/R/COM.
- 15.5 L'Autorità è pertanto orientata a rivedere il livello di *gearing*, tenendo conto delle osservazioni del livello effettivo medio riscontrato nei singoli servizi regolati.
- 15.6 Ai fini dell'individuazione del livello di *gearing* l'Autorità intende valutare se considerare i valori regolatori o i dati contabili.
- 15.7 L'Autorità valuterà l'opportunità che il livello definito per il NPR sia mantenuto poi costante anche per il periodo regolatorio successivo, al fine di favorire percorsi di ottimizzazione del finanziamento degli investimenti.

Spunti per la consultazione

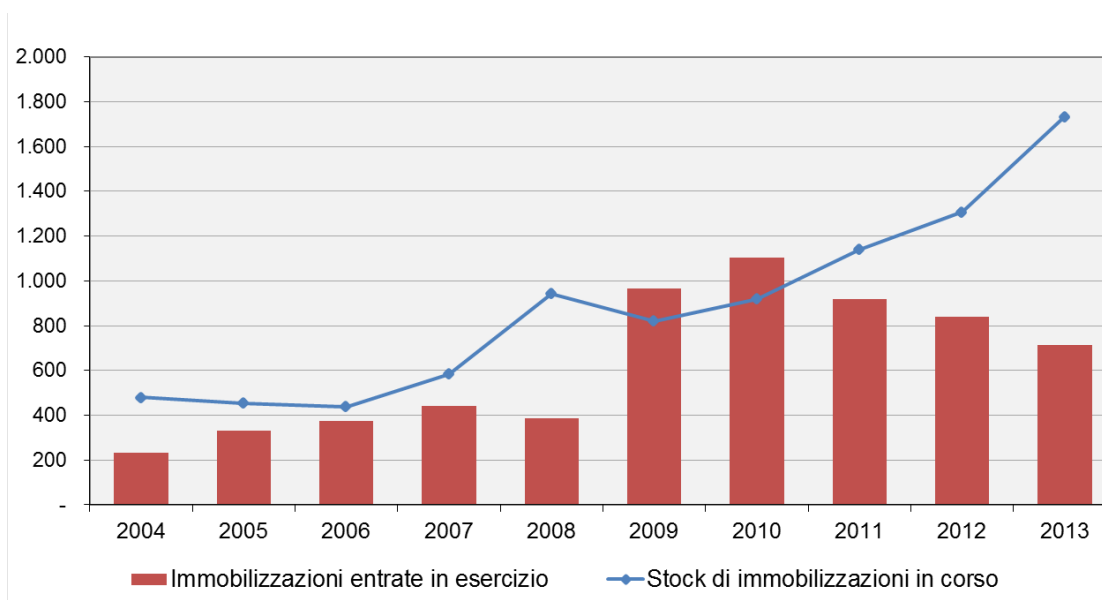
S11. Osservazioni in merito ai criteri per la fissazione dei parametri β e D/E.

Sezione 2 DETERMINAZIONE DEL COSTO DI CAPITALE RICONOSCIUTO PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

16. Andamento degli investimenti nel quarto periodo di regolazione

16.1 La successiva Figura 1 riporta l'andamento degli investimenti e delle immobilizzazioni in corso relativo all'attività di trasmissione ai fini della determinazione delle tariffe degli ultimi 10 anni.

Figura 1 - Andamento degli investimenti nell'attività di trasmissione 2004-2013
(Valori in milioni di euro a moneta costante)



17. Determinazione dei livelli iniziali del capitale investito riconosciuto nel NPR

Criteria generali

17.1 Con riferimento alla determinazione dei livelli iniziali del CIR per il servizio di trasmissione, l'Autorità intende confermare:

- le modalità generali di valorizzazione delle immobilizzazioni secondo il criterio del costo storico rivalutato;
- le ricostruzioni parametriche degli investimenti netti antecedenti l'anno 2004, in coerenza con i criteri adottati con la deliberazione 199/11 e dettagliati nell'Appendice A2 della Relazione AIR della medesima deliberazione.

17.2 Come descritto nel precedente paragrafo 11.2, l'Autorità intende altresì valutare la possibilità di riconoscere nelle tariffe di riferimento per l'anno t anche gli investimenti relativi all'anno $t-1$ stimati dalle imprese sulla base dei dati di preconsuntivo.

Immobilizzazioni nette

17.3 Il valore del capitale investito netto riconosciuto al 31 dicembre 2015 relativo al servizio di trasmissione, da utilizzare ai fini della determinazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi di trasmissione per l'anno 2016, sarà composto dalle seguenti voci:

- a) immobilizzazioni nette relative a:
 - i. immobilizzazioni relative ai terreni;
 - ii. investimenti netti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2003;
 - iii. investimenti netti entrati in esercizio dall'anno 2004 e fino al 31 dicembre 2013;
 - iv. investimenti netti entrati in esercizio nell'anno 2014;
- b) investimenti di preconsuntivo relativi all'anno 2015;
- c) immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2015;
- d) capitale circolante netto al 31 dicembre 2015;
- e) poste rettificative al 31 dicembre 2015.

Determinazione del valore investimenti netti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2013

17.4 Ai fini della determinazione del CIR relativo alle immobilizzazioni entrate in esercizio fino al 31 dicembre 2013 e riconosciuto nelle tariffe di trasmissione dell'anno 2015, l'Autorità intende:

- a) con riferimento al cespite "terreni", confermare il riconoscimento puntuale degli incrementi patrimoniali già riconosciuti nelle tariffe di trasmissione;
- b) con riferimento agli incrementi patrimoniali relativi ad investimenti nell'attività di trasmissione realizzati precedentemente all'anno 2004, confermare la valorizzazione in via parametrica secondo il criterio vettoriale adottato per il quarto periodo di regolazione ed il sentiero di degrado delle immobilizzazioni nette di cui al Capitolo 9 dell'Appendice A2 della Relazione AIR della deliberazione 199/11;
- c) con riferimento agli incrementi patrimoniali relativi ad investimenti nell'attività di trasmissione realizzati a decorrere dall'anno 2004 e fino al 31 dicembre 2013, confermare la determinazione puntuale dell'attivo immobilizzato netto sulla base degli incrementi patrimoniali e dei contributi in conto capitale relativi agli anni 2004-2013, in coerenza con quanto applicato nel VPR.

Determinazione del valore degli investimenti netti entrati in esercizio nell'anno 2014 e seguenti

17.5 Ai fini della determinazione del valore delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti nell'attività di trasmissione entrati in esercizio dall'anno 2014, anche tenendo conto degli esiti della consultazione sulle misure a compensazione del lag regolatorio, l'Autorità è orientata a confermare i criteri di riconoscimento delle

stratificazioni puntuali degli incrementi patrimoniali relativi all'intero perimetro della RTN, proponendo tuttavia una semplificazione delle categorie di cespiti, secondo quanto indicato al precedente capitolo 12.

Determinazione del valore dei cespiti nel caso di acquisizione di nuove porzioni di rete

- 17.6 Nel caso di acquisizione di nuove porzioni di rete, gli incrementi patrimoniali relativi ai nuovi cespiti non sono valutati sulla base del costo sostenuto dall'impresa per l'acquisizione della porzione di rete, ma sulla base del principio del costo storico originario rivalutato, per evitare che un semplice trasferimento di *asset* possa produrre costi aggiuntivi per gli utenti del servizio. Per quanto riguarda il trasferimento oggetto del procedimento avviato con deliberazione 22 gennaio 2015, 11/2015/R/EEL³ è prevista l'applicazione di criteri coerenti con quelli sopra indicati.

Spunti per la consultazione

- S12.** Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei livelli iniziali del capitale investito riconosciuto per il servizio di trasmissione.

Immobilizzazioni in corso

- 17.7 Gli attuali criteri di regolazione, che garantiscono alle imprese regolate il riconoscimento in tariffa dello *stock* delle immobilizzazioni in corso esistente nell'anno $t-2$, remunerato al tasso di remunerazione base (WACC) e, in alcuni casi – ad esempio, nell'ambito del meccanismo di incentivazione all'accelerazione degli investimenti di sviluppo della trasmissione – con le maggiorazioni del tasso di remunerazione previste per i nuovi investimenti, presentano significative criticità. In particolare, si ritiene che tale criterio regolatorio non abbia fornito un adeguato incentivo alla minimizzazione delle tempistiche di realizzazione degli interventi di sviluppo delle reti.
- 17.8 Come evidenziato nel precedente capitolo 16, negli ultimi anni si è infatti riscontrato un crescente livello dello *stock* di immobilizzazioni in corso, specialmente con riferimento al servizio di trasmissione: si consideri a tal proposito che, per tale servizio, le immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2013 rappresentavano circa il 15% dell'intero CIR. Da ciò si deduce una permanenza delle immobilizzazioni in

³ Con tale deliberazione l'Autorità ha avviato un procedimento per ottemperare a quanto disposto dall'articolo 1, comma 193, della legge 23 dicembre 2014, n. 190, la quale prevede che, al fine di migliorare l'efficienza della rete di trasmissione nazionale e di assicurare lo sviluppo della rete ferroviaria nazionale, le reti elettriche in alta e altissima tensione e le relative porzioni di stazioni di proprietà della società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A. siano inserite nella rete di trasmissione nazionale, successivamente al perfezionamento dell'acquisizione dei suddetti beni da parte del gestore del sistema di trasmissione nazionale. La medesima norma attribuisce all'Autorità il compito di definire la remunerazione del capitale investito netto, degli ammortamenti e dei costi operativi attuali e sorgenti relativi a tali beni, anche tenendo conto dei benefici potenziali per il sistema elettrico nazionale, senza dedurre il valore dei contributi pubblici in conto impianti utilizzati per lo sviluppo delle suddette infrastrutture.

corso nel *CIR* per un arco temporale crescente che pone dubbi circa l'efficiente gestione e programmazione degli investimenti.

- 17.9 In considerazione di quanto sopra, e in coerenza con la proposta di includere nel riconoscimento tariffario i valori preconsuntivi degli investimenti effettuati nell'anno precedente l'anno di applicazione delle tariffe, l'Autorità intende valutare la possibilità di escludere le immobilizzazioni in corso dalla determinazione del valore del *CIR* per il servizio di trasmissione, ferma restando la possibilità per le imprese regolate di capitalizzare gli eventuali interessi passivi in corso d'opera, che saranno riconosciuti in tariffa in via parametrica e nei limiti di quanto effettivamente capitalizzato dall'impresa, ad integrazione del relativo incremento patrimoniale, in coerenza con le modalità già adottate per il servizio di stoccaggio⁴.
- 17.10 L'Autorità intende comunque accompagnare tale riforma delle modalità di riconoscimento delle immobilizzazioni in corso con l'introduzione di una clausola di salvaguardia che garantisca una graduale transizione verso i nuovi criteri di riconoscimento dei costi.
- 17.11 In particolare, si propone che il gestore possa includere nel calcolo dell'attivo immobilizzato netto, per il triennio 2016-2018, le immobilizzazioni in corso iscritte a bilancio al 31 dicembre 2015, fino alla data di entrata di esercizio del relativo cespite. Tale disposizione è finalizzata a incentivare il gestore ad accelerare la messa in esercizio delle immobilizzazioni in corso.
- 17.12 Qualora il gestore si avvalga di tali clausole di salvaguardia, al fine di evitare il doppio riconoscimento delle immobilizzazioni in corso, non potranno essere inclusi nel calcolo dell'attivo immobilizzato netto gli eventuali oneri finanziari capitalizzati relativi ai suddetti investimenti.

Spunti per la consultazione

S13. Osservazioni sulle ipotesi di trattamento delle immobilizzazioni in corso per il servizio di trasmissione.

Poste rettificative

- 17.13 Ai fini della determinazione del valore delle poste rettificative da considerare ai fini del calcolo del *CIR* relativo al servizio di trasmissione per l'anno 2016, l'Autorità intende confermare le modalità adottate per il *VPR*. In particolare, si intende considerare come poste rettificative del capitale investito riconosciuto i seguenti elementi:

⁴ Con la delibera 30 ottobre 2014, 531/2014/R/GAS l'Autorità ha previsto, per le nuove imprese di stoccaggio, che possano essere inclusi, negli incrementi patrimoniali relativi a investimenti del nuovo periodo di regolazione, gli eventuali oneri di finanziamento capitalizzati, fino ad un tetto massimo determinato tenendo conto del maggior ricorso al debito per la realizzazione dei nuovi investimenti.

- a) valore residuo netto al 31 dicembre 2015 dell'onere pluriennale relativo al cosiddetto "fondo pensione elettrici", di cui all'articolo 41, comma 1, della legge 23 dicembre 1999, 488;
- b) valore del "trattamento di fine rapporto" di preconsuntivo al 31 dicembre 2015 del gestore, riproporzionato in funzione dell'intero perimetro della rete di trasmissione;
- c) il valore dei contributi in conto capitale, secondo quanto delineato nel capitolo 13.

Spunti per la consultazione

S14. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione delle poste rettificative per il servizio di trasmissione.

18. Criteri per gli aggiornamenti annuali del capitale investito riconosciuto nel NPR

- 18.1 Con riferimento agli investimenti antecedenti l'anno 2004, considerati in via parametrica secondo il criterio vettoriale adottato per il VPR, si conferma il percorso di degrado in funzione degli ammortamenti e delle dismissioni già tracciato in occasione delle elaborazioni propedeutiche alla determinazione delle tariffe di riferimento per il quarto periodo di regolazione (vedi Capitolo 9 dell'appendice A2 della relazione AIR alla deliberazione 199/11);
- 18.2 Con riferimento agli investimenti a partire dal 2004, l'Autorità, in alternativa all'ipotesi di aggiornamento puntuale sulla base delle riduzioni del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, incremento del fondo ammortamento economico-tecnico dei cespiti e completamento della vita utile *standard* dei cespiti, intende valutare l'ipotesi di adottare sentieri di degrado predefiniti analoghi a quelli già adottati nel VPR per gli investimenti ante 2004, che tengano conto della vita residua media dei cespiti di ciascun anno e di un tasso di dismissione parametrico.
- 18.3 Anche ai fini dell'aggiornamento del valore del capitale investito riconosciuto relativo all'acquisizione di nuove porzioni di rete (cfr. paragrafo 17.6), in un'ottica di semplificazione può essere prevista l'adozione di sentieri di degrado predefiniti in analogia a quella adottata per gli incrementi patrimoniali antecedenti l'anno 2004 di cui al precedente paragrafo 18.1.
- 18.4 In ogni caso, l'Autorità intende effettuare un monitoraggio delle dismissioni effettive al fine di verificare la congruità del tasso di dismissione parametrico adottato nelle soluzioni di tipo vettoriale.

Spunti per la consultazione

S15. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento del capitale investito riconosciuto per il servizio di trasmissione.

19. Determinazione e aggiornamento degli ammortamenti nel NPR

Livelli tariffari iniziali

19.1 Ai fini della determinazione dell'ammortamento da riconoscere in tariffa per l'anno 2016, l'Autorità intende inizialmente confermare l'approccio adottato per il VPR, che prevede:

- a) con riferimento agli incrementi patrimoniali fino al 2003, la determinazione di un ammortamento in via parametrica sulla base del sentiero di evoluzione della quota annuale di ammortamento di cui al Capitolo 9 dell'Appendice A2 della relazione AIR della deliberazione 199/11;
- b) con riferimento agli incrementi patrimoniali entrati in esercizio successivamente al 2003 la determinazione puntuale dell'ammortamento riconosciuto ai fini regolatori come rapporto tra il valore netto dei cespiti e la vita utile residua.

19.2 L'ammortamento riconosciuto è inoltre incrementato per la quota annuale di ammortamento relativa al cd. "fondo pensione elettrici".

Aggiornamento annuale

19.3 Ai fini dell'aggiornamento degli ammortamenti riconosciuti relativi agli incrementi patrimoniali entrati in esercizio fino al 2003, si propone di confermare le modalità di determinazione della quota di ammortamento riconosciuta sulla base del criterio vettoriale già utilizzato nel precedente periodo regolatorio, tenendo conto del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat.

19.4 Ai fini dell'aggiornamento degli ammortamenti riconosciuti relativi agli incrementi patrimoniali entrati in esercizio a decorrere dall'anno 2004, si propone di confermare il criterio di aggiornamento puntuale previsto nel precedente periodo regolatorio. In alternativa, si può ipotizzare l'adozione di logiche parametriche analoghe a quelle utilizzate per i cespiti entrati in esercizio prima dell'anno 2004.

Spunti per la consultazione

S16. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione e aggiornamento degli ammortamenti per il servizio di trasmissione.

Sezione 3 DETERMINAZIONE DEL COSTO DI CAPITALE RICONOSCIUTO PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE

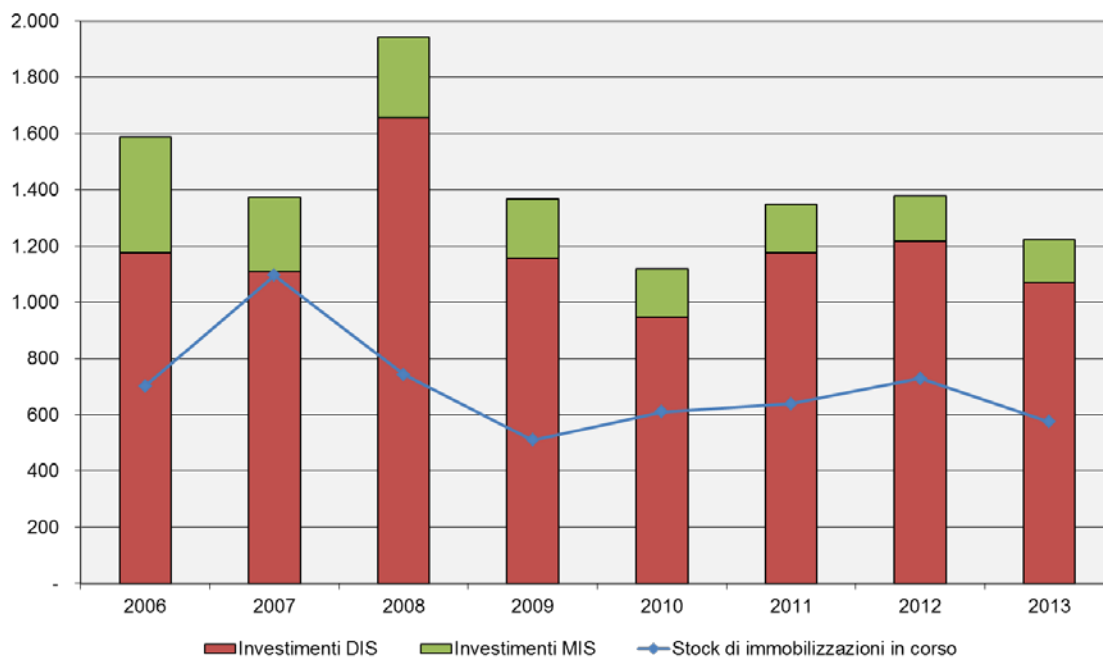
20. Introduzione

- 20.1 L'esperienza maturata nel corso del *VPR* nell'ambito della determinazione per impresa delle tariffe di riferimento ha consentito di evidenziare una forte disomogeneità tra imprese distributrici in relazione ai parametri unitari delle tariffe di riferimento a copertura dei costi di capitale. Ad avviso dell'Autorità, tale condizione può essere riconducibile sia agli effetti di variabili esogene che possono incidere sui costi delle infrastrutture, sia al mancato conseguimento di economie di scala, a causa della dimensione ridotta, che portano a inefficienze gravanti sui clienti finali.
- 20.2 Tenuto conto di quanto sopra, come meglio precisato nel capitolo 25, l'Autorità ritiene opportuno introdurre modifiche alla modalità di copertura dei costi di capitale adottate nel *VPR*, prevedendo modalità di riconoscimento dei costi di capitale differenziate tra le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia.

21. Andamento degli investimenti nel quarto periodo di regolazione

- 21.1 La successiva Figura 2 riporta l'andamento degli investimenti e delle immobilizzazioni in corso relativo alle imprese di distribuzione ai fini della determinazione delle tariffe degli ultimi 8 anni.

**Figura 2 - Andamento degli investimenti nelle attività di distribuzione e misura 2006-2013
(Valori in milioni di euro a moneta costante)**



22. Determinazione dei livelli iniziali del capitale investito riconosciuto per impresa nel NPR

22.1 Il capitale investito netto riconosciuto per ciascuna impresa distributrice relativo al servizio di distribuzione al 31 dicembre 2015, da utilizzare ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali (anno 2016) per il quinto periodo regolatorio risulta composto da:

- a) immobilizzazioni materiali nette, riferite al perimetro esistente al 31 dicembre 2014, relative a:
 - i. terreni;
 - ii. linee di distribuzione in alta tensione (sotto perimetro AT);
 - iii. stazioni di trasformazione alta/media tensione (sotto perimetro AT/MT);
 - iv. reti di distribuzione in media e bassa tensione entrate in esercizio fino al 31 dicembre 2007 (sotto perimetro MT/BT_{stock});
 - v. reti di distribuzione in media e bassa tensione entrate in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007 (sotto perimetro MT/BT_{new});
- b) immobilizzazioni immateriali nette, riferite al perimetro esistente al 31 dicembre 2014 (sotto perimetro IMM);
- c) incrementi patrimoniali di preconsuntivo relativi all'anno 2015;
- d) contributi percepiti negli anni 2007-2015;
- e) immobilizzazioni in corso al 31/12/2015 (LIC);
- f) capitale circolante netto al 31 dicembre 2015;

- g) poste rettificative al 31 dicembre 2015.

Determinazione del valore degli investimenti netti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2013

- 22.2 Ai fini della determinazione del *CIR* relativo agli incrementi patrimoniali entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2013 e riconosciuti nelle tariffe di distribuzione dell'anno 2015, l'Autorità intende:
- a) con riferimento al sotto perimetro MT/BT_{stock} confermare le modalità di determinazione secondo il criterio parametrico adottato nel *VPR*;
 - b) determinare il valore netto degli incrementi patrimoniali relativi ai terreni e ai sotto perimetri IMM, AT, AT/MT, MT/BT_{new} sulla base dei dati puntuali comunicati da ciascuna impresa;
 - c) considerare il valore dei contributi netti incassati fino al 2013, calcolati ai fini delle tariffe di riferimento 2015, aggiornando tale valore con i medesimi criteri adottati a partire dall'anno tariffario 2014, secondo quanto delineato nel capitolo 13.

Determinazione del valore degli investimenti netti entrati in esercizio nell'anno 2014 e seguenti

- 22.3 Con riferimento agli incrementi patrimoniali entrati in esercizio a partire dall'anno 2014, anche tenendo conto degli esiti della consultazione sulle misure a compensazione del *lag* regolatorio, l'Autorità è orientata a confermare modalità di riconoscimento puntuali per ciascuna impresa distributrice, coerentemente con la metodologia di riconoscimento già adottata nel *VPR*, proponendo tuttavia una semplificazione delle categorie di cespiti.
- 22.4 Con riferimento al cespite "altre immobilizzazioni materiali", l'Autorità intende valutare l'opportunità di determinare forfaitariamente il valore di tale cespite sulla base delle informazioni medie di settore ricostruibili a partire dai dati puntuali degli incrementi patrimoniali relativi agli ultimi anni.

Immobilizzazioni in corso

- 22.5 Le evidenze relative all'andamento delle immobilizzazioni in corso relative alle imprese che svolgono il servizio di distribuzione non presenta i caratteri illustrati nel capitolo 16 in relazione al servizio di trasmissione. Ai fini della determinazione del valore delle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2015, l'Autorità intende fare riferimento alle effettive consistenze delle imprese come riportate nelle fonti contabili obbligatorie.

Poste rettificative

- 22.6 Ai fini della determinazione del valore delle poste rettificative, a prezzi 2014, da considerare ai fini del calcolo del *CIR* per l'anno 2016, per ciascuna impresa distributrice, l'Autorità intende confermare le modalità adottate nel periodo di regolazione 2012 - 2015. In particolare si intende considerare come poste rettificative del capitale investito i seguenti due elementi:

- valore residuo netto al 31 dicembre 2015 dell'onere pluriennale relativo al cosiddetto "fondo pensione elettrici", di cui all'articolo 41, comma 1, della legge 23 dicembre 1999, n. 488;
- valore del "trattamento di fine rapporto", al 31 dicembre 2015, calcolato in via parametrica per il servizio di distribuzione, assumendo un coefficiente di incidenza in funzione del valore aggregato nazionale relativo alle poste rettificative, come riportate nelle fonti contabili obbligatorie delle imprese distributrici, (nel *VPR* pari a -2,17%), 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.

Spunti per la consultazione

S17. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei livelli iniziali del capitale investito riconosciuto per il servizio di distribuzione.

23. Criteri per gli aggiornamenti annuali del capitale investito riconosciuto nel NPR

- 23.1 L'Autorità intende procedere all'aggiornamento del capitale investito netto con modalità del tutto analoghe a quelle stabilite per il *VPR*.
- 23.2 Con riferimento agli investimenti di cui al precedente paragrafo 22.2, lettera b), e a quelli di cui al precedente paragrafo 22.3, l'Autorità, in alternativa all'ipotesi di aggiornamento puntuale sulla base delle riduzioni del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, incremento del fondo ammortamento economico-tecnico dei cespiti e completamento della vita utile *standard* dei cespiti, intende valutare l'ipotesi di adottare soluzioni di degrado secondo sentieri predefiniti, analoghe a quelle già adottate nel precedente periodo di regolazione per gli investimenti di cui al precedente paragrafo 22.2, lettera a), definite per singola impresa.
- 23.3 In ogni caso, l'Autorità intende effettuare un monitoraggio delle dismissioni effettive al fine di verificare la congruità del tasso di dismissione parametrico adottato nelle soluzioni di tipo vettoriale.

Spunti per la consultazione

S18. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento del capitale investito riconosciuto per il servizio di distribuzione.

24. Determinazione e aggiornamento degli ammortamenti nel NPR

Livelli tariffari iniziali

24.1 Ai fini della determinazione dell'ammortamento da riconoscere in tariffa per l'anno 2016, l'Autorità intende confermare l'approccio adottato per il quarto periodo di regolazione, che prevede:

- a) con riferimento agli incrementi patrimoniali relativi sotto perimetro MT/BT_{stock} , la determinazione parametrica degli ammortamenti, sulla base del sentiero di evoluzione già elaborato ai fini del precedente periodo di regolazione e dettagliato al Capitolo 9 dell'Appendice A2 della Relazione AIR della deliberazione 199/11;
- b) con riferimento agli investimenti di cui al precedente paragrafo 22.2, lettera b), e a quelli di cui al precedente paragrafo 22.3, la determinazione puntuale dell'ammortamento riconosciuto ai fini regolatori come rapporto tra il valore netto dell'investimento e la vita utile residua dei singoli cespiti.

24.2 L'ammortamento riconosciuto è inoltre incrementato per la quota annuale di ammortamento relativa al cd. "fondo pensione elettrici" e diminuito per la quota annuale di ammortamento relativa ai contributi, quest'ultima determinata secondo i criteri di cui al capitolo 13.

Aggiornamento annuale

24.3 L'Autorità intende procedere all'aggiornamento della quota parte dei costi riconosciuti a copertura degli ammortamenti con modalità analoghe a quelle stabilite per il VPR.

24.4 In alternativa a quanto previsto al paragrafo 24.3, per l'aggiornamento degli ammortamenti relativi agli incrementi patrimoniali di cui al precedente paragrafo 24.1, lettera b), l'Autorità intende valutare la possibilità di aggiornare la quota di ammortamento in via parametrica, sulla base di un sentiero di evoluzione determinato in analogia a quello attualmente applicato al sotto perimetro di cui al precedente paragrafo 24.1, lettera a), definito per singola impresa.

Spunti per la consultazione

S19. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione e aggiornamento degli ammortamenti per il servizio di distribuzione.

25. Determinazione del capitale investito riconosciuto e degli ammortamenti per le imprese di dimensione medio-piccola nel NPR

- 25.1 Un'analisi dei dati relativi agli incrementi patrimoniali ai fini delle determinazioni tariffarie per gli anni 2012-2015, in cui il riconoscimento tariffario era fondato sui costi sostenuti dalle singole imprese distributrici, ha mostrato la presenza di significative economie di scala.
- 25.2 Ad avviso dell'Autorità l'aumento dei costi unitari riconosciuti può essere in parte riconducibile agli effetti di variabili esogene che possono incidere sui costi delle infrastrutture per unità di punto di prelievo servito. In parte con buona probabilità riflettono invece inefficienze negli acquisti e nella posa dei materiali conseguenti alla scala ridotta in cui operano talune imprese distributrici. Delle 114 imprese distributrici che servono meno di 100.000 punti di prelievo, ben il 75% risulta servire (nell'anno 2013) meno di 5.000 punti di prelievo.
- 25.3 La numerosità delle imprese distributrici di piccole dimensioni comporta altresì rilevanti oneri amministrativa conseguenti alle intense attività di verifica rese necessarie anche in relazione alla difettosità (in taluni casi) dei dati di investimento dichiarati ai fini dell'aggiornamento del capitale investito.
- 25.4 L'Autorità ritiene necessario introdurre modifiche alla modalità di copertura dei costi di capitale adottate nel VPR in relazione alle imprese di medio-piccole dimensioni, volta a migliorare da un lato l'economicità del servizio, evitando il riconoscimento di costi non efficienti, e dall'altro a introdurre semplificazioni amministrativo-gestionali.
- 25.5 A questo scopo l'Autorità ritiene opportuno prevedere un regime parametrico di determinazione del costo di capitale per le imprese medio-piccole da applicare a tutte le imprese che servano meno di 100.000 punti di prelievo.

Spunti per la consultazione

S20. Osservazioni rispetto alla soglia identificata per l'applicazione del regime parametrico di riconoscimento dei costi di capitale per le imprese di dimensione medio-piccola.

Determinazione dei livelli tariffari iniziali

- 25.6 Per le imprese ammesse al regime parametrico di determinazione del costo di capitale l'Autorità ipotizza che i costi di capitale possano essere definiti con logiche parametriche basate sul valore aggregato degli investimenti effettuati dalle imprese di dimensioni-medio piccole, definendo corrispettivi unitari per punto di prelievo servito, differenziati in funzione della densità di utenza, superando eventuali riconoscimenti specifici previsti dai previgenti meccanismi di perequazione specifica aziendale.
- 25.7 Tale soluzione, nell'opinione dell'Autorità, dovrebbe coniugare le esigenze di efficienza con le esigenze di semplicità gestionale.

Spunti per la consultazione

S21. Osservazioni rispetto all'ipotesi per la determinazione del livello iniziale dei costi riconosciuti di capitale per le imprese di dimensione medio-piccola.

Aggiornamenti annuali

25.8 Ai fini degli aggiornamenti annuali l'Autorità intende calcolare tassi di variazione collegati agli investimenti lordi e netti, di riduzione del capitale investito lordo sulla base dei dati aggregati delle imprese di dimensione medio-piccola.

Spunti per la consultazione

S22. Osservazioni rispetto alle ipotesi di aggiornamento del capitale investito riconosciuto per le imprese di dimensione medio-piccola.

Regime di calcolo puntuale

25.9 In alternativa al regime parametrico di determinazione del costo di capitale l'Autorità intende prevedere la possibilità di accedere a un regime di calcolo puntuale, fondato sui dati della singola impresa, del tutto analogo a quello destinato alle imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo.

25.10 In proposito l'Autorità intende fornire accesso prioritario a tale regime di calcolo puntuale a chi ha già ottenuto il riconoscimento della perequazione specifica aziendale.

25.11 Occorre precisare che tale regime di calcolo puntuale ricalca la modalità di riconoscimento dei costi adottato nel VPR e non si configura come riproposizione del meccanismo di perequazione specifica aziendale che era stato adottato nei periodi di regolazione 2004-2007 e 2008-2011. Il regime di calcolo puntuale bensì comporta la determinazione di tariffe di riferimento basate sulle informazioni puntualmente fornite dalle imprese distributrici in relazione agli investimenti ed alle dismissioni effettuati ed ai contributi percepiti. A fronte del suddetto meccanismo di riconoscimento puntuale degli investimenti effettuati, le imprese che scelgono questa opzione saranno tenute a partecipare a meccanismi di verifica di alcuni indicatori di qualità tecnica e commerciale. In particolare, l'Autorità ritiene che l'accesso al regime di calcolo puntuale debba comportare la verifica annuale dei seguenti indicatori:

- a) durata regolata delle interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell'impresa distributrice e attribuibili a cause esterne, su base annuale, inferiore o uguale ai livelli obiettivo applicabili per l'impresa (riferimento attuale: commi 20.1, 24.2, lettere a) e b) dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 198/11);
- b) numero regolato delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi di responsabilità dell'impresa distributrice e attribuibili a cause esterne, su base annuale, inferiore uguale ai livelli obiettivo applicabili per l'impresa (riferimento attuale: commi 20.1, 24.2, lettere a) e b) dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 198/11);

- c) totalità degli utenti MT serviti con livelli effettivi di continuità non peggiori degli *standard* sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe o brevi di responsabilità dell'impresa distributrice (attuale riferimento: comma 37.1 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 198/11);
 - d) totalità delle prestazioni commerciali per clienti finali e/o produttori BT e MT effettuate entro i tempi massimi disciplinati (attuale riferimento: tabelle 13, 14, 15, 16 e 17 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 198/11).
- 25.12 L'Autorità ritiene che le imprese con numero di utenti inferiore a 5.000 che accederanno al regime di calcolo puntuale debbano provvedere anche alla registrazione vocale delle chiamate per richieste di pronto intervento (attuale riferimento: comma 13.3, lettera b), dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 198/11).
- 25.13 L'Autorità si riserva di effettuare controlli specifici presso le imprese che accederanno al regime di calcolo puntuale al fine di verificare la corretta attuazione della regolazione in materia di qualità del servizio nonché la veridicità dei dati comunicati all'Autorità.
- 25.14 Le imprese che non rispetteranno i livelli di qualità sopra descritti, o che invieranno all'Autorità informazioni insufficienti o inconsistenti o comunque non idonee a verificare i suddetti requisiti, a partire dalla successiva determinazione tariffaria, verranno escluse dal regime di calcolo puntuale ed inserite d'ufficio nel regime parametrico di determinazione del costo di capitale, fino al termine del periodo di regolazione.
- 25.15 Infine, nel caso di riconoscimento dei costi di capitale secondo il regime di calcolo puntuale sopra descritto, l'Autorità intende identificare soglie massime di riconoscimento dei costi volte ad evitare fenomeni di *gold plating* delle reti di distribuzione, vale a dire evitare investimenti ridondanti o sovradimensionati rispetto ai requisiti standard richiesti per lo svolgimento del servizio di distribuzione.

Spunti per la consultazione

S23. Osservazioni rispetto alle ipotesi per l'accesso al regime di calcolo puntuale.

Sezione 4 DETERMINAZIONE DEL COSTO RICONOSCIUTO PER IL SERVIZIO DI MISURA NEL NPR

26. Criteri generali per il riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di misura nel NPR

- 26.1 La regolazione tariffaria nel *VPR* è stata caratterizzata dall'applicazione di criteri distinti per:
- a) il servizio di misura relativo a punti di prelievo in altissima, alta e media tensione;
 - b) il servizio di misura relativo a punti di prelievo in bassa tensione.
- 26.2 Per quanto riguarda il servizio di misura relativo a punti di prelievo in altissima, alta e media tensione, il capitale investito riconosciuto è stato determinato sulla base del costo storico rivalutato medio nazionale. Anche gli ammortamenti sono stati determinati a livello aggregato nazionale, sulla base dei costi storici rivalutati netti di settore e delle vite utili residue.
- 26.3 Il riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di misura in bassa tensione, invece, nel terzo e nel quarto periodo di regolazione, è stato differenziato per impresa attraverso uno specifico meccanismo di perequazione dei ricavi.
- 26.4 Tale meccanismo di perequazione ha avuto origine dalla necessità di supportare un ingente piano di investimenti per la diffusione dei misuratori elettronici di prima generazione (1G) previsto dalla deliberazione 18 dicembre 2006, 292/06 (di seguito: deliberazione 292/06) che ha introdotto forti discontinuità rispetto al passato sia in termini di funzionalità richieste sia per quanto concerne i tempi per il rinnovo dei misuratori in bassa tensione e per l'adozione di sistemi di telelettura e di telegestione dei medesimi.
- 26.5 In tale contesto l'Autorità ha ritenuto opportuno modificare il precedente schema tariffario che prevedeva il riconoscimento di costi del capitale per il servizio di misura applicato in maniera uniforme a tutte le imprese sulla base di dati medi nazionali (sistema in vigore fino al 2007), sviluppando un sistema di perequazione con l'obiettivo di attribuire la remunerazione relativa agli investimenti in misuratori elettronici e ai sistemi di telelettura e telegestione, nonché le quote di ammortamento relative ai misuratori elettromeccanici dismessi prima del termine della loro vita utile, alle sole imprese distributrici che avessero realizzato gli investimenti.

Capitale investito e ammortamenti per il servizio di misura relativo a punti di prelievo in altissima, alta e media tensione (fissazione dei livelli iniziali e aggiornamento)

- 26.6 Con riferimento al servizio di misura relativo a punti di prelievo in altissima, alta e media tensione, l'Autorità è orientata a confermare le modalità di riconoscimento dei costi di capitale, facendo riferimento al costo storico rivalutato medio nazionale.

26.7 Anche con riferimento agli ammortamenti l’Autorità intende continuare a riferirsi ai costi storici rivalutati netti di settore ed alle vite utili residue, determinati a livello aggregato nazionale, in continuità con la metodologia utilizzata nel quarto periodo di regolazione.

Capitale investito e ammortamenti per il servizio di misura relativo a punti di prelievo in bassa tensione (fissazione dei livelli iniziali e aggiornamento)

26.8 Il meccanismo di perequazione dei ricavi per il servizio di misura in bassa tensione aveva come finalità quella di redistribuire i ricavi dell’attività di misura tra le imprese esercenti l’attività in modo da riconoscere gli investimenti in misuratori elettronici e in sistemi di telelettura e telegestione ai soli operatori che avevano effettivamente sostenuto tali investimenti.

26.9 Tale meccanismo tuttavia ha creato complessità amministrative in larga parte dovute all’interdipendenza dei ricavi spettanti a ciascuna impresa dai dati di investimento comunicati da tutte le altre, con conseguente necessità di dover ricalcolare gli ammontari di perequazione per tutti gli esercenti del servizio nel caso di richieste di rettifica o di integrazione dei dati comunicati. Le imprese stesse, in più di un’occasione, hanno osservato, principalmente per i motivi suddetti, la scarsa predicibilità dei risultati di perequazione.

26.10 Sempre con riferimento al meccanismo di perequazione in vigore nel VPR, va inoltre osservato che l’utilizzo dei costi effettivamente sostenuti dalle imprese, al fine di redistribuire tra le imprese i costi di capitale legati al servizio, presenta in generale le limitazioni dei riconoscimenti a consuntivo sulla base della spesa effettiva che non fornisce incentivi all’efficienza nei costi di investimento.

26.11 In questo contesto l’Autorità intende prevedere un’evoluzione dello schema regolatorio adottato per il VPR e in particolare superare le evidenziate criticità dei meccanismi di perequazione, orientandosi a riconoscimenti dei costi di capitale basati sugli investimenti relativi a misuratori elettronici di bassa tensione effettivamente realizzati dalle singole imprese, per le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo, e a introdurre, per le altre imprese, criteri di riconoscimento parametrici, definiti in base a costi medi nazionali per misuratore, differenziati in funzione della vetustà, applicati al numero dei misuratori effettivamente installati e funzionanti.

26.12 Resta confermato il meccanismo di integrazione dei ricavi di misura a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con i misuratori elettronici ai sensi della deliberazione 292/06 già previsto, nel VPR, fino al 2027.

Riconoscimento degli investimenti in sistemi di telegestione

26.13 L’Autorità è orientata a prevedere che gli incrementi patrimoniali relativi a sistemi di telegestione entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2015, che includono sia i sistemi centrali che i concentratori, in considerazione dell’esiguo valore netto residuo ai fini tariffari (inferiore al 2%), possano trovare riconoscimento tramite logiche di costo medio nazionale di settore.

Investimenti diversi dai misuratori e dai sistemi di telegestione

26.14 Con riferimento agli investimenti diversi da quelli relativi ai misuratori e ai sistemi di telegestione (quali ad esempio attrezzature, mezzi di trasporto, mobili e arredi), similmente a quanto prospettato relativamente alle attività di trasmissione e distribuzione, l’Autorità è orientata ad introdurre semplificazioni, accorpando tutti i cespiti in un unico cespite residuale “altre immobilizzazioni materiali” e valutare l’opportunità di determinare forfettariamente il valore di tale cespite sulla base delle informazioni medie di settore ricostruibili a partire dai dati puntuali degli incrementi patrimoniali relativi agli ultimi anni.

Spunti per la consultazione

S24. Osservazioni sui criteri generali per il riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di misura.

27. Lo scenario di evoluzione tecnologica dei misuratori in bassa tensione e la regolazione tariffaria

27.1 Come indicato nel documento per la consultazione 5/2015/R/EEL il processo di installazione su larga scala dei misuratori elettronici si è avviato da oltre un decennio. Nel corso del *NPR* alcuni misuratori raggiungeranno il termine della propria vita tecnico-economica (attualmente fissata nel quadro regolatorio pari a 15 anni). Il rinnovo del parco di misuratori sarà guidato dagli obblighi normativi⁵, dall’evoluzione tecnologica, dalle funzionalità aggiuntive definite dal regolatore e da valutazioni di convenienza economica delle imprese. Particolare attenzione, anche nella prospettiva della scadenza delle concessioni per il servizio di distribuzione dell’energia elettrica⁶ previste per il 2029, dovrà essere dedicata al tema dell’intercambiabilità dei misuratori e più in generale ai sistemi di telegestione tra diversi gestori di rete.

27.2 Come indicato nel medesimo documento per la consultazione 5/2015/R/EEL, l’Autorità ritiene che gli investimenti connessi al rinnovo del parco di misuratori installati debbano essere effettuati secondo logiche di selettività e debbano essere fondati su attente analisi costi-benefici, al fine di assicurare la funzionalità di nuovi servizi ai clienti e a tutti gli operatori di mercato interessati (non solo i venditori del mercato libero, ma anche terze parti con ruoli diversi come Esco, aggregatori, soggetti interessati alla messa a disposizione dei dati di prelievo, etc.). Per tali motivi è necessario che i misuratori 2G dispongano di funzionalità aggiuntive che facilitino ulteriormente la messa a disposizione di dati e iniziative di promozione della *customer*

⁵ Si ricorda in particolare che il decreto ministeriale 24 marzo 2015, n. 60 prevede che dopo 15 anni i misuratori installati debbano essere sottoposti a verifica.

⁶ L’articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (di seguito: decreto legislativo 102/14) qualifica le imprese distributrici quali esercenti l’attività di misura.

awareness, e in prospettiva che permettano soluzioni di *demand response*, in coerenza con quanto previsto dal decreto legislativo 102/14.

- 27.3 L’Autorità ritiene che il piano di installazione di misuratori 2G possa essere gestito efficacemente nell’ambito delle logiche di riconoscimento della spesa totale, illustrate nella Parte V del presente documento per la consultazione. Per le imprese distributrici di maggiori dimensioni che intendano avviare la sostituzione dei contatori elettronici già nel triennio 2016-18, la spesa totale dovrebbe includere non solo i contatori ma anche i sistemi di telegestione inclusi i nuovi concentratori.
- 27.4 In attuazione di quanto previsto dall’articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/14, è in corso di preparazione un documento per la consultazione contenente gli orientamenti iniziali per l’individuazione delle specifiche funzionali dei misuratori elettronici 2G, nel quale saranno sviluppati tra l’altro alcuni concetti, in particolare in materia di interoperabilità, già individuati nel documento per la consultazione 22 maggio 2014, 232/2014/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 232/2014/R/EEL) in materia di opportunità tecnologiche per la messa a disposizione dei dati di consumo di energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione.
- 27.5 Nel documento per la consultazione 232/2014/R/EEL, l’Autorità ha esplorato alcune possibilità per la messa a disposizione dei dati di consumo di energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione. In particolare tale documento ha analizzato tre modalità alternative per mettere a disposizione i dati: a) attraverso il normale circuito di telelettura, senza alcun particolare dispositivo ad eccezione di un terminale con collegamento *internet*; b) attraverso un dispositivo posto in casa del cliente e collegato al misuratore attraverso la linea elettrica⁷ e c) attraverso un dispositivo “accoppiato otticamente” al misuratore in grado di rilevare il lampeggio *led*.
- 27.6 Rispetto all’ipotesi b) nel medesimo documento, considerato che la diffusione della misuratori elettronici 2G richiede tempo e considerati i primi risultati sperimentali del dispositivo *Smart Info*, l’Autorità ha ritenuto di valutare la possibilità, tra le altre, di permettere la diffusione su larga scala all’utenza del dispositivo *Smart Info*, e di favorire lo sviluppo di dispositivi con funzionalità analoghe per i misuratori diversi da quelli sviluppati da Enel Distribuzione.
- 27.7 Nel successivo documento per la consultazione 23 aprile 2015, 186/2015/R/EEL – *Energy footprint: messa a disposizione dei dati storici di consumo di energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione* (di seguito: documento per la consultazione 186/2015/R/EEL), l’Autorità ha ritenuto, al fine di promuovere una ampia diffusione dei dispositivi che permettono la messa a disposizione dei dati storici corrispondenti al profilo temporale di consumo, da un lato, di valutare l’introduzione di regole e criteri, applicabili ai distributori, che abbiano sviluppato dispositivi posti in casa del cliente e collegati al misuratore attraverso la linea elettrica (di seguito: *in-home device*), volti a favorirne la massima diffusione con modalità coerenti con il principio di libera

⁷ Nel panorama italiano tale soluzione al momento risulterebbe limitata al dispositivo *Smart Info* sviluppato da Enel distribuzione e non applicabile a misuratori diversi da quelli installati sulle reti di Enel distribuzione o commercializzati dal gruppo Enel e installati su reti di altri gestori.

concorrenza, dall'altro, dettagliare ulteriormente gli obblighi in capo ai distributori, al fine di garantire la corretta implementazione dei dispositivi "accoppiati otticamente" al misuratore in grado di rilevare il lampeggio *led* (di seguito: *led-based device*) in modo che tale soluzione alternativa non sia soggetta a ingiustificate pratiche di ostacolo.

- 27.8 In relazione all'ipotesi di utilizzo di *in-home device* l'Autorità ha sviluppato alcune considerazioni legate alla persistenza del vincolo "proprietario" in capo al distributore di energia elettrica, che attualmente non permetterebbe la realizzazione di simili dispositivi da terze parti⁸, precisando che *"in merito l'Autorità ritiene che le attività connesse alla realizzazione e diffusione di questo tipo di dispositivi richiedano di essere sottoposte a forme di controllo e/o regolazione che consentano di superare le criticità derivanti dal fatto che le medesime potrebbero non svilupparsi, in assenza di detto intervento, secondo logiche di trasparenza e concorrenza, presupposti essenziali per garantire l'economicità di tali apparati e, in ultimo, la tutela dell'interesse degli utilizzatori del servizio, ossia i clienti finali"*.
- 27.9 I costi dei dispositivi devono comunque ricadere sul fornitore del dispositivo o, in ultima analisi, sul cliente che utilizza tale dispositivo, e non essere socializzati tra i clienti di una stessa impresa distributrice. Nel medesimo documento per la consultazione 186/2015/R/EEL l'Autorità ha delineato alcune possibili ipotesi di intervento per la messa a disposizione degli *in-home device*, identificando una prima ipotesi di riconoscere il dispositivo come un'estensione del misuratore e dunque come *asset* riconoscibile ai fini tariffari e una seconda soluzione, senz'altro preferibile, di tipo *market based* che *"considera il dispositivo collegato al contatore tramite la linea elettrica di bassa tensione come esterno al servizio di misura dell'energia elettrica, ma che mantiene per certi aspetti la necessità di un coinvolgimento del distributore che ha ideato il dispositivo, subordinando tale distributore al rispetto di vincoli regolatori."* Nel contesto di tali interventi, che hanno natura evolutiva in relazione all'innovazione dei misuratori, va anche valutata la tematica della compatibilità con i misuratori 2G dei dispositivi che nel frattempo potrebbero essere stati già installati; tale aspetto dovrà essere risolto in sede di definizione dei requisiti funzionali di "retrocompatibilità" per i misuratori 2G.
- 27.10 In questo contesto, che connota una spiccata evoluzione anche della prima generazione di misuratori attualmente in campo, l'Autorità ritiene opportuno sviluppare le prime considerazioni sulle modalità di riconoscimento dei costi di capitale in caso di installazione di misuratori 2G, una volta che ne saranno specificate le caratteristiche funzionali, con l'obiettivo di valutare se l'approccio generale per il riconoscimento dei costi del servizio di misura, descritto nel capitolo 26, sia compatibile con uno sviluppo efficiente del servizio nel quadro della più generale evoluzione del sistema elettrico e rispetti le esigenze di efficienza allocativa (massimizzazione del *social welfare*).

⁸ Alla luce di alcune osservazioni pervenute in esito alla pubblicazione del documento di consultazione 186/2015/R/EEL, sono in corso approfondimenti tecnici per verificare l'effettiva sussistenza di tale "vincolo proprietario".

Un'analisi multi-stadio

27.11 L'Autorità reputa opportuno prevedere che le imprese distributrici procedano a svolgere analisi costi-benefici multi-stadio per la valutazione dell'ipotesi di installazione di misuratori 2G. Tali stadi sono necessari sul piano logico per separare i diversi aspetti oggetto di valutazione, ma non corrispondono a fasi successive sul piano temporale in quanto possono essere svolti contestualmente, secondo un percorso temporale che viene ricapitolato a conclusione di questo capitolo.

Primo stadio: baseline delle specifiche funzionali per i misuratori elettronici 2G

27.12 In un primo stadio, l'Autorità ritiene debba essere effettuata un'analisi costi-benefici per valutare quale sia la *baseline* di funzionalità dei misuratori 2G che risulta più efficiente e adeguata rispetto agli obiettivi di miglioramento dell'efficienza energetica e di innovazione del sistema; la *baseline* così definita sarà quella che si ritiene opportuno adottare per sostituire i misuratori elettronici 1G installati presso la clientela, in prossimità della scadenza della loro vita utile e che verrà utilizzata negli stadi successivi dell'analisi.

27.13 Questa valutazione richiede l'individuazione di un crono-programma di base di sostituzione dei misuratori elettronici 1G esistenti e di un numero limitato di opzioni alternative di *baseline* corrispondenti a livelli crescenti di funzionalità 2G.

27.14 Questo primo stadio di analisi va effettuato dapprima a livello di singola impresa, in modo da tenere conto sia dei diversi profili temporali di installazione dei misuratori 1G da parte delle singole imprese distributrici, sia degli eventuali differenziali di costo dei misuratori 2G rispetto ai misuratori 1G nelle diverse *baseline* alternative considerate (tali costi, infatti, possono essere diversi per le diverse imprese distributrici, per esempio in funzione della concentrazione territoriale). Successivamente l'Autorità potrà effettuare un consolidamento a livello aggregato di settore, in modo da tenere conto anche di eventuali benefici sistemici che dipendono dalla completezza del processo di sostituzione dei misuratori in campo con quelli 2G.

Secondo stadio: sostituzione a scadenza o sostituzione anticipata con misuratori 2G?

27.15 Qualora dal primo stadio di analisi dovesse emergere la convenienza a installare misuratori 2G, l'Autorità ritiene vada sviluppata un'analisi costi-benefici per valutare se sia conveniente procedere alla sostituzione dei misuratori di prima generazione con misuratori 2G alla scadenza naturale (fine vita utile dei misuratori installati) oppure se sia conveniente anticipare la sostituzione.

27.16 In questo caso le alternative che vengono messe a confronto sono fondate su crono-programmi di sostituzione dei misuratori differenti. La valutazione complessiva, pertanto, può variare in modo significativo in relazione all'entità dell'onere derivante dalla dismissione anticipata dei misuratori 1G per la loro sostituzione con misuratori 2G. Tale onere può essere molto diverso da impresa distributtrice a impresa distributtrice, in relazione al profilo temporale di prima installazione e al profilo temporale di sostituzione dei misuratori 1G con quelli della seconda. Per questi motivi, l'Autorità ritiene che il riconoscimento di eventuali costi residui dei misuratori elettronici 1G, in caso di sostituzione anticipata per l'installazione di misuratori

elettronici 2G, debba essere soggetto a valutazioni specifiche per le singole imprese, fondate su accurate analisi costi-benefici (che tengano conto anche di eventuali benefici esterni al settore elettrico) preparate dalle singole imprese distributrici e valutate dal regolatore.

Terzo stadio: distribuzione di costi e benefici tra gestori di rete, altri operatori e consumatori

- 27.17 In un terzo stadio, qualora dal secondo stadio di analisi dovesse emergere la convenienza ad anticipare l'installazione di misuratori 2G, l'Autorità ritiene necessario sviluppare analisi sugli effetti di distribuzione dei benefici tra gestori di rete, altri operatori (in particolare, i venditori e i soggetti interessati alla messa a disposizione dei dati) e clienti finali (anche dotati di propri impianti di generazione), al fine di stabilire se ricorrano le condizioni per il riconoscimento in tariffa del costo residuo dei misuratori elettronici 1G soggetti a sostituzione anticipata.
- 27.18 L'Autorità ritiene che il disegno regolatorio debba in ultimo garantire che i benefici netti vengano trasferiti al consumatore, anche se con modalità e tempistiche diverse. Le riduzioni di costo complessivo del servizio di misura verranno trasferite ai consumatori attraverso la regolazione incentivante (come la regolazione della spesa totale). I benefici relativi agli altri operatori verranno trasferiti ai consumatori attraverso i processi di mercato. Nel caso di benefici che si riversano all'esterno del settore elettrico (ad es. riduzione nelle emissioni di CO₂ per effetto di azioni di risparmio energetico, o effetti di modernizzazione indotti dai nuovi misuratori) occorrerà valutare attentamente come incorporare tali effetti nella decisione finale.

Schema standard per lo svolgimento delle analisi costi-benefici

- 27.19 Lo svolgimento di analisi costi-benefici il più possibile accurate appare indispensabile ai fini di una corretta valutazione delle scelte ottimali che in ogni caso dovranno essere valutate anche in relazione agli effetti sistemici. Al fine di limitare la discrezionalità degli operatori, l'Autorità reputa opportuno valutare l'ipotesi di predisporre schemi e criteri standard per le analisi costi-benefici, con identificazione delle metodologie da utilizzare e dei costi e dei benefici da considerare.
- 27.20 L'Autorità ritiene poi che, nella prospettiva di riconoscimento dei costi con la metodologia *Totex*, l'analisi costi benefici e le analisi di rischio debbano essere fondate sulle medesime assunzioni e sul medesimo insieme di dati utilizzato per le proiezioni dei costi ai fini tariffari.
- 27.21 L'Autorità ritiene opportuno dedicare all'analisi dei criteri *standard* per lo svolgimento dell'analisi costi-benefici uno specifico documento per la consultazione successivamente alla definizione delle specifiche funzionali per i misuratori 2G, in modo da considerare anche i costi aggiuntivi (o i risparmi relativi) dei misuratori 2G rispetto a quelli 1G e dei relativi sistemi di telegestione.
- 27.22 Pertanto, riepilogando il percorso:
- a) si prevede di avviare la consultazione sulle specifiche funzionali dei misuratori 2G entro la pausa estiva, in attuazione dell'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014;

- b) successivamente si terrà una consultazione sui criteri *standard* delle analisi costi/benefici;
- c) a valle delle decisioni regolatorie sui criteri *standard*, le principali imprese distributrici dovranno fornire gli elementi per l'effettuazione dell'analisi costi/benefici secondo il modello multi-stadio descritto.

Spunti per la consultazione

- S25.** Osservazioni sullo scenario di evoluzione tecnologica e sulle ipotesi relative alle tempistiche in cui saranno disponibili i misuratori elettronici 2G.
- S26.** Osservazioni sull'ipotesi di analisi costi-benefici multi-stadio.
- S27.** Osservazioni sull'ipotesi di definizione di uno schema *standard* per lo svolgimento dell'analisi costi-benefici.
- S28.** Osservazioni sull'ipotesi di adozione di logiche di riconoscimento *Totex* e sull'ipotesi di fondare riconoscimenti tariffari e analisi costi-benefici sullo stesso *set* di dati.

PARTE V - DETERMINAZIONE DEL COSTO RICONOSCIUTO PER IL TRIENNIO 2019-2021

28. Aspetti generali

- 28.1 Come indicato nella Parte I del presente documento, nel documento per la consultazione 5/2015/R/EEL l’Autorità ha valutato l’ipotesi di introdurre logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale (che comprende costi operativi e investimenti), al fine di superare i problemi connessi alle politiche di capitalizzazione delle imprese e di produrre effetti positivi anche in relazione alle ipotesi di ammodernamento e “smartizzazione” delle reti.
- 28.2 La proposta ha ricevuto numerosi commenti da parte degli *stakeholder* che, pur condividendo l’impostazione generale, hanno evidenziato come sia necessario rispettare il principio di prudenza in ragione della grande complessità di tali metodologie. A tal proposito, alcuni soggetti ritengono opportuno garantire adeguate forme di gradualità, eventualmente fornendo la libertà di scegliere se adottare un regime dei costi totali o se mantenere quello attuale. Inoltre, risulta di primaria importanza distinguere i costi oggettivamente incomprimibili dai margini di effettivo efficientamento realizzabili dagli operatori. Infine, alcuni soggetti sono contrari alla proposta in quanto ritengono non sussistano concreti rischi tali da indurre le imprese a sovra-investire, e richiedono che non siano introdotti elementi di discrezionalità quali i menu regolatori per i distributori.
- 28.3 Come indicato nel documento per la consultazione 5/2015/R/EEL l’Autorità intende introdurre gradualmente la regolazione fondata sulla spesa totale. In particolare l’Autorità intende prevedere che nel corso del *NPR* la metodologia *Totex* trovi applicazione limitatamente al gestore della rete di trasmissione nazionale, per quanto riguarda il servizio di trasmissione, e alle cinque imprese distributrici di più grande dimensione per quanto riguarda il servizio di distribuzione e misura dell’energia elettrica, in particolare in relazione alla gestione del piano di sostituzione dei misuratori elettronici esistenti. Per le imprese non soggette al regime *Totex* è prevista l’applicazione anche nel triennio 2019-2021 dei criteri di regolazione definiti per il primo triennio.
- 28.4 L’applicazione di tale metodologia richiede un significativo impegno delle parti coinvolte. E’ necessario infatti che l’Autorità, oltre a definire i criteri di regolazione, valuti approfonditamente dal punto di vista economico e ingegneristico gli *output* proposti dalle imprese. I gestori, inoltre, non potranno limitarsi a fornire informazioni generiche sugli interventi proposti, ma dovranno dare evidenza delle analisi svolte e dei processi che hanno portato a includere determinati interventi nei *business plan*.
- 28.5 Nella presente parte del documento, tenuto anche conto delle osservazioni pervenute in relazione al documento per la consultazione 5/2015/R/EEL, si sviluppano con un maggior grado di dettaglio alcune proposte metodologiche per l’introduzione di tali

logiche di riconoscimento dei costi a partire dall'anno 2019, come indicato nel capitolo 2.

29. Caratteri principali della regolazione sulla base della spesa totale

Focalizzazione sulla spesa futura

29.1 Con l'adozione di logiche di riconoscimento dei costi sulla base della spesa totale il regolatore si focalizza sulla spesa futura e introduce strumenti che dovrebbero indurre le imprese a scelte efficienti. L'approccio fondato sulla spesa totale va a incidere sulle scelte future delle imprese e permette alle medesime imprese di conseguire livelli elevati di redditività solo in caso di scelte efficienti effettuate secondo criteri di economicità. Tale approccio è adatto a contesti caratterizzati da condizioni di forte innovazione o modifica strutturale del servizio.

Orientamento all'output

29.2 La logica di riconoscimento basata sulla spesa totale favorisce la responsabilizzazione delle imprese e risponde alla fondamentale esigenza di incidere sulle finalità della spesa, ovvero il soddisfacimento della domanda (nei suoi vari aspetti) attraverso la produzione efficiente di output adeguati alle ragionevoli esigenze degli utenti delle reti (intendendo con tale espressione non solo i clienti finali ma anche i generatori, i *prosumer*, le unità di stoccaggio, le stazioni di ricarica di veicoli elettrici). Le imprese sono tenute a spiegare al regolatore le loro valutazioni sulla domanda del servizio da esse fornito (in termini non solo di quantità ma anche di livelli qualitativi attesi), precisare gli obiettivi perseguiti, e dimostrare di adottare le soluzioni più efficienti per raggiungere tali obiettivi.

Spesa totale invece di distinzione tra costi operativi e investimenti

29.3 La regolazione tariffaria sulla base della *spesa totale* comporta il superamento dell'attuale regime che considera separatamente i costi operativi e gli investimenti, e si fonda sul concetto di spesa totale che è pari alla somma delle spese operative e delle spese di investimento. A differenza dell'approccio per *building block* utilizzato nel VPR, nella metodologia *Totex* il regolatore individua all'interno del periodo regolatorio un sentiero di sviluppo non solo dei costi operativi, ma della spesa totale. Per ciascun anno del periodo di regolazione viene definito un ammontare di spesa totale previsto.

Incentivo a migliorare la produttività totale

29.4 Le imprese nel contesto della metodologia *Totex* sono stimolate a trovare soluzioni che consentano recuperi di efficienza rispetto alla *baseline* definita dal regolatore sia con riferimento ai costi operativi, come già avviene nell'attuale contesto regolatorio, sia con riferimento agli investimenti. La metodologia *Totex* è quindi neutrale rispetto alle scelte *make or buy* e non premia le imprese che sostituiscono lavoro o servizi con capitale senza migliorare la produttività totale.

29.5 L'Autorità deve definire le modalità e le tempistiche per il trasferimento ai clienti finali dei recuperi di efficienza conseguiti dalle imprese, al pari di quanto avviene nell'attuale contesto con il meccanismo di *sharing* di fine periodo regolatorio dei maggiori recuperi di efficienza conseguiti con riferimento ai costi operativi. Tali scelte assumono particolare rilevanza ai fini dell'efficacia dell'incentivo all'efficienza.

Incentivi a sottoporre previsioni di spesa veritiere

29.6 Un aspetto centrale nell'implementazione della metodologia *Totex* è il tema delle asimmetrie informative che caratterizza il rapporto tra regolatore e gestori, per l'individuazione del livello di spesa efficiente.

29.7 In tal senso, le imprese possono avere un incentivo a sovrastimare la spesa prevista per ottenere benefici in termini di flussi di cassa futuri o, comunque, per ridurre il rischio di mancata copertura dei propri costi; è dunque necessario che le imprese presentino una stima dei costi prossima a quello che sarà il costo effettivo.

29.8 Al fine di mitigare tale rischio, nell'esperienza britannica è stato disegnato uno specifico meccanismo di premi/penalità che dovrebbe indurre l'operatore a formulare previsioni il più possibile calibrate sul livello di spesa effettiva atteso dall'impresa e contemporaneamente quanto più efficiente possibile.

Il menu Totex

29.9 In tale contesto, lo schema di regolazione *Totex* è stato implementato nella forma di un menu regolatorio, rappresentabile in forma di matrice.

29.10 Le colonne della matrice rappresentano la scelta dell'impresa in termini di spesa totale attesa. La spesa totale attesa dell'impresa viene espressa in termini relativi rispetto alla *baseline* definita dal regolatore. Per esempio, se il livello di spesa previsto dal regolatore per un certo anno del periodo regolatorio è pari a 1 milione di euro e il livello previsto dall'impresa è pari a 1,2 milioni di euro, l'impresa si colloca nella colonna 120. Il menu riporta sia valori maggiori sia valori inferiori della *baseline* in un *range* che può estendersi tipicamente tra 90 e 135 .

29.11 Le righe della matrice rappresentano la spesa effettiva dell'impresa, espressa sempre in termini relativi rispetto alla *baseline*.

29.12 In funzione del livello di spesa prevista vengono determinati i seguenti valori:

- a) il livello della spesa ammessa; questo è di norma determinato come combinazione lineare della previsione del regolatore, con peso maggiore, e della previsione dell'impresa; nel caso della Tabella 4 sottostante, la previsione del regolatore ha un peso del 75% mentre quella dell'impresa un peso del 25%;
- b) il livello dell'incentivo a migliorare la produttività; questo può essere visto in analogia a un meccanismo di *profit/loss sharing*, dove la quota dei benefici/costi lasciata all'impresa decresce al crescere della spesa prevista;
- c) l'incentivo a sottoporre previsioni di spesa veritiere; l'incentivo è denominato del regolatore inglese *additional income* ed è determinato in modo tale da rendere preferibile la sottoposizione di una previsione di spesa efficiente; il regolatore può scegliere di fissare il punto di *break-even* al livello della

baseline oppure a un livello superiore, in funzione del modo in cui la *baseline* è stata costruita: se la *baseline* individua un livello di costo medio efficiente allora è appropriato fissare il punto di *break-even* al livello della *baseline*; se invece è stato adottato un approccio di stima di frontiera efficiente può essere opportuno fissare il punto di *break-even* a un livello superiore rispetto alla *baseline*.

29.13 Gli elementi della matrice che si trovano all'incrocio tra il livello di spesa previsto dall'impresa e il livello di spesa effettiva individuano i premi o le penalità che le imprese possono ottenere, e che possono essere riconosciuti tramite un trasferimento diretto di risorse, oppure mediante un incremento del valore del capitale investito riconosciuto per gli anni successivi.

Tabella 4 – Esempio di matrice dei menu Totex

Spesa stimata dall'operatore rispetto alla <i>baseline</i>	100	105	110	115	120	125	130	135	
Livello di spesa ammessa	100	101,25	102,5	103,75	105	106,25	107,5	108,75	
Incentivo a migliorare la produttività (<i>profit-loss sharing</i>)	50%	49%	48%	46%	45%	44%	43%	41%	
Incentivo a sottoporre previsioni di spesa veritiere	2,5	1,9	1,2	0,5	-0,3	-1,0	-1,8	-2,6	
		Premio / Penalità							
Spesa effettiva	85	10,0	9,8	9,5	9,2	8,8	8,3	7,8	7,2
	90	7,5	7,3	7,1	6,8	6,5	6,1	5,6	5,1
	95	5,0	4,9	4,8	4,5	4,3	3,9	3,5	3,0
	100	2,5	2,5	2,4	2,2	2,0	1,7	1,4	1,0
	105	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,3	-0,5	-0,8	-1,1
	110	-2,5	-2,4	-2,4	-2,4	-2,5	-2,7	-2,9	-3,2
	115	-5,0	-4,8	-4,8	-4,7	-4,8	-4,8	-5,0	-5,2
	120	-7,5	-7,3	-7,1	-7,0	-7,0	-7,0	-7,1	-7,3
	125	-10,0	-9,7	-9,5	-9,3	-9,3	-9,2	-9,3	-9,3
	130	-12,5	-12,2	-11,9	-11,7	-11,5	-11,4	-11,4	-11,4
	135	-15,0	-14,6	-14,3	-14,0	-13,8	-13,6	-13,5	-13,5
	140	-17,5	-17,0	-16,6	-16,3	-16,0	-15,8	-15,6	-15,5
	145	-20,0	-19,5	-19,0	-18,6	-18,3	-18,0	-17,8	-17,6

I riconoscimenti tariffari con la metodologia Totex

29.14 Ai fini del riconoscimento tariffario, la spesa totale è divisa in due quote:

- una quota che concorre per intero alla determinazione del costo riconosciuto in un certo anno (nella terminologia anglo-sassone questa quota è definita come *fast money*);
- una quota che va invece a incrementare il capitale investito riconosciuto ai fini regolatori (*slow money*) e viene trattata al pari degli incrementi patrimoniali nell'attuale contesto di regolazione.

- 29.15 La percentuale di ripartizione tra le due componenti è stabilita ex ante, sulla base di valutazioni dell'Autorità in merito al livello ottimale di capitalizzazione, tenendo in debita considerazione eventuali proposte formulate dai gestori.
- 29.16 Le quote di ammortamento e la conseguente evoluzione del valore del capitale investito sono determinate sulla base di una vita utile regolatoria *standard*, unica per tutte le categorie di cespiti. Al valore del capitale investito netto riconosciuto è applicato, ai fini tariffari, il valore del tasso di remunerazione del capitale investito.
- 29.17 Nella metodologia *Totex* il capitale già investito a una certa data (i costi *sunk*) è riconosciuto ai fini tariffari nelle forme tradizionali (ammortamento e remunerazione del capitale).

Spunto per la consultazione

S29. Osservazioni generali sulla metodologia *Totex*.

30. L'individuazione del sentiero di sviluppo della spesa totale

- 30.1 La logica di riconoscimento della spesa totale che l'Autorità intende adottare si basa sostanzialmente sulla definizione *ex ante* dei livelli dei costi operativi e degli investimenti necessari al raggiungimento di determinati obiettivi ritenuti strategici, su un orizzonte temporale pluriennale.
- 30.2 Un primo elemento che deve essere valutato è legato all'individuazione di eventuali spese che per la loro natura di eccezionalità o le loro caratteristiche di scarsa prevedibilità non siano idonee alla gestione secondo la metodologia *Totex* e debbano essere riconosciute con strumenti diversi del tipo *pass-through*.
- 30.3 Definito l'ambito delle spese da gestire con la metodologia *Totex* il livello di spesa complessivo da considerare per la stima della baseline di spesa totale è individuato sulla base di un *assessment* preparato dal regolatore e sulla base delle previsioni formulate dalle imprese. Di norma viene dato più peso alla stima del regolatore rispetto alla stima fornita dalle imprese.

I business plan

- 30.4 Le previsioni sono formulate dalle imprese sulla base di *business plan* presentati dalle imprese al regolatore. Tali *business plan* presentano l'evoluzione delle spese di esercizio e delle spese per investimento con riferimento all'orizzonte temporale del periodo di regolazione. La predisposizione dei *business plan* da parte dei gestori non può prescindere dalla definizione, da parte dell'Autorità, di determinati parametri che ne costituiscono gli *input*, quali specifici obiettivi qualitativi e quantitativi da raggiungere, i meccanismi di incentivazione, e i principali parametri tariffari.
- 30.5 I *business plan* devono:
- contenere un'accurata descrizione dello scenario di riferimento; gli scenari contengono sia le previsioni macroeconomiche rilevanti ai fini delle scelte di

investimento, sia valutazioni più specifiche di settore con particolare riferimento alle previsioni sull'andamento di domanda e offerta; inoltre, tengono conto sia delle previsioni elaborate dalle istituzioni nazionali e internazionali, sia di eventuali prescrizioni normative;

- rendere chiari quali sono gli obiettivi che l'impresa, considerato il contesto della domanda prevista, intende perseguire; gli obiettivi generali individuati dall'impresa possono essere raggruppati in alcune macro-categorie come, ad esempio, la sicurezza del sistema, la qualità del servizio e il grado di soddisfazione degli utenti, il raggiungimento di obiettivi di risparmio energetico e di innovazione; inoltre, gli obiettivi generali sono declinati in obiettivi più specifici;
- includere l'evidenza e la dimostrazione che gli interventi previsti sono finalizzati al raggiungimento di precisi *target* per i principali obiettivi specifici;
- contenere tutte le informazioni di natura tecnica ed economica che ne permettano la verifica puntuale da parte dell'Autorità, e in particolare devono contenere informazioni dettagliate, non solo a livello aggregato, dei costi sottostanti i singoli interventi;
- contenere l'evidenza che tali costi siano rappresentativi di costi efficienti, e in generale devono dimostrare il cd. *value for money* degli interventi proposti;
- per i principali interventi, devono prevedere l'analisi di soluzioni alternative e l'evidenza dei criteri in base ai quali è stata scelta una determinata soluzione.

Evoluzione attesa della spesa totale

- 30.6 I gestori propongono l'evoluzione attesa della spesa sulla base di proprie valutazioni sia in merito alle necessità di realizzazione per raggiungere determinati obiettivi, sia in merito al costo sottostante tali interventi.
- 30.7 La spesa è da intendersi sia come costi di investimento che come spese operative. L'approccio basato sulla spesa totale implica che i gestori saranno, nella pratica, più liberi di scegliere la ripartizione delle risorse tra capitale e costi operativi, ma non li esime dal presentare nel *business plan* una stima disaggregata per tipologia di costo. Tale stima infatti è necessaria per dimostrare l'efficienza della spesa proposta, che l'Autorità valuterà anche secondo approcci disaggregati.

Procedimento di consultazione

- 30.8 I *business plan* sono resi pubblici e sottoposti a consultazione in modo da ricevere i commenti e la valutazione degli *stakeholder*.

Valutazione dei business plan

- 30.9 Il regolatore deve vagliare il contenuto dei *business plan* predisposti dalle imprese. Il vaglio comporta un giudizio sulle previsioni relative alla domanda del servizio che stanno alla base del piano industriale, una valutazione degli obiettivi identificati dalle imprese e una valutazione dell'efficacia e dell'efficienza degli interventi proposti, sulla base di appositi strumenti quali l'analisi costi/benefici (CBA) e metodologie di valutazione a costo standard, considerando i commenti degli *stakeholder* formulati

nell'ambito della consultazione. La valutazione è di tipo economico e di natura tecnico-ingegneristica nel momento in cui si pone l'obiettivo di verificare se, e in quale misura, gli interventi proposti producano realmente gli *output* previsti.

- 30.10 Nell'approccio basato sulla spesa totale, l'efficacia è intesa come capacità di un determinato intervento di raggiungere l'obiettivo per cui è stato previsto. Come già ricordato, gli obiettivi possono essere visti come i benefici generati da un dato intervento, e in questo senso l'analisi costi-benefici può essere utilizzata per verificare la coerenza tra investimento e obiettivi, ma può essere anche utile per esprimere eventuali preferenze tra progetti alternativi che i gestori sono tenuti a presentare ai sensi dei criteri di redazione dei *business plan*.
- 30.11 Come ricordato, lo sviluppo di metodologie CBA a livello europeo può essere utile per individuare gli obiettivi da perseguire e la loro quantificazione. La metodologia di analisi può anche essere il riferimento per la valutazione dell'efficacia di determinati interventi, analogamente a quanto previsto per il Piano decennale di sviluppo.
- 30.12 L'efficienza del costo sotteso a un dato investimento può essere valutata facendo ricorso, anche in modo congiunto, a vari strumenti, tra cui:
- analisi di costi efficienti o *standard*, sia a livello puntuale (per tipologia di costo o di intervento) che aggregato;
 - analisi di costi medi sostenuti nel passato;
 - analisi puntuale di alcuni progetti specifici;
 - analisi econometriche.
- 30.13 Tali analisi si basano sia su dati di letteratura, ove presenti, che su raccolte di dati e informazioni che l'Autorità intende avviare nel quinto periodo di regolazione, anche in anticipo rispetto all'introduzione di logiche di riconoscimento della spesa totale. Inoltre, si dovrà fare ricorso a consulenti esterni per la valutazione di specifici progetti o determinate tipologie di costo.
- 30.14 L'analisi sui costi standard può beneficiare dei contributi in ambito europeo sul tema degli *unit investment costs* di cui all'articolo 11, comma 7, del Regolamento (EU) 347/2013.

Revisione dei business plan in esito alla valutazione

- 30.15 A valle del processo di valutazione, ai gestori può essere richiesto di inviare un nuovo *business plan* o di fornire eventuali informazioni mancanti. E' opportuno che il numero e la portata delle interazioni tra regolatore e gestori sia ridotto, e a tal proposito che siano adottati specifici strumenti che incentivino i gestori a fornire, sin dal primo invio, informazioni quanto più precise e dettagliate.
- 30.16 Nell'esperienza britannica è stato introdotto un meccanismo di cd. *fast tracking* cui possono accedere i gestori delle reti di distribuzione che presentino business plan conformi ai requisiti generali previsti dal regolatore, con informazioni sufficientemente dettagliate e puntuali, giudicate soddisfacenti dall'Autorità.

Definizione della spesa totale

30.17 Dal confronto tra il livello di spesa proposto dall'operatore e quello stabilito dall'Autorità è determinato il livello di spesa riconosciuto per ciascuno degli anni del periodo, cioè il sentiero di spesa. Tale determinazione può essere l'esito di un confronto deterministico tra le due valutazioni, dove a quella del regolatore è assegnato un peso maggiore. In questo contesto può rientrare il principio secondo cui, qualora un gestore di una rete di distribuzione acceda al *fast tracking*, può avere diritto a un diverso trattamento, ad esempio nei termini del peso assegnato alla propria proposta rispetto a quella dell'Autorità.

Stabilizzazione del flusso dei ricavi

30.18 Qualora l'evoluzione del livello di spesa segua un profilo irregolare nel periodo di tempo considerato, ad esempio perché gli investimenti si concentrano in un determinato anno, ai fini tariffari può essere prevista la stabilizzazione del ricavo ammesso, fatto salvo il principio di invarianza del ricavo complessivamente ammesso nel periodo, espresso in termini attualizzati.

Spunti per la consultazione

S30. Osservazioni in merito alla definizione del sentiero di spesa.

31. Controllo e monitoraggio della spesa

- 31.1 La logica di riconoscimento della spesa totale risulta efficace se opportunamente inserita in quadro di obiettivi misurabili e verificabili.
- 31.2 A un certo novero di interventi può essere ragionevolmente associato un output, misurabile e verificabile. Per tali interventi è necessario implementare un adeguato sistema di reportistica e di monitoraggio degli output e delle performance tecniche e di qualità del sistema.
- 31.3 Non per tutti gli interventi che concorrono alla determinazione della spesa effettiva risulta possibile ipotizzare una gestione e un controllo fondato su logiche di gestione per obiettivi. Si rende necessario pertanto implementare un apparato di *enforcement* idoneo a supportare tale schema di regolazione e a evitare comportamenti opportunistici delle imprese che potrebbero, per esempio, "battere" la baseline definita dal regolatore con soluzioni a basso costo a detrimento della qualità oppure, nei casi più gravi, potrebbero non effettuare alcuni interventi la cui spesa era individuata nella *baseline*, al fine di conseguire *extra-profitti*. Quest'ultimo aspetto è particolarmente rilevante nel segmento della trasmissione, in relazione alla complessità procedurale e alle tempistiche relative ai processi autorizzativi propedeutici alla realizzazione di nuove opere.
- 31.4 L'apparato di *enforcement* richiede verifiche ex post che possono comprendere tipicamente:

- il controllo sull'effettiva realizzazione degli interventi e del costo ad essi associato (v. paragrafo 31.5);
- il controllo sul raggiungimento degli obiettivi previsti (v. paragrafo 31.2).

Valutazione dell'effettiva realizzazione degli interventi

31.5 Sebbene il modello proposto sia orientato principalmente agli *output*, è necessario mantenere comunque una supervisione in merito alla realizzazione effettiva degli interventi previsti nel *business plan*. Attualmente, una valutazione sullo stato di avanzamento dei progetti è effettuata all'interno del processo di verifica delle *milestone* della rete di trasmissione. Tuttavia, tale verifica è esclusivamente di natura documentale, e assegna a ciascuna *milestone* un valore economico equivalente determinato in modo parametrico. Nel processo di valutazione previsto per la metodologia *Totex* è necessario prevedere strumenti di maggior dettaglio per valutare il costo associato.

Spunti per la consultazione

S31. Osservazioni in merito alle modalità di controllo e monitoraggio della spesa.

32. Meccanismi di aggiornamento

32.1 Il sentiero di spesa e il conseguente sentiero di riconoscimento tariffario è definito all'inizio del periodo regolatorio e rimane sostanzialmente invariato durante tale periodo. Tuttavia, vi possono essere due tipi di aggiornamento:

- un aggiornamento del sentiero di spesa, cui corrisponde conseguentemente un aggiornamento delle somme ammesse al riconoscimento tariffario;
- un mero aggiornamento delle somme ammesse al riconoscimento tariffario, che non produce effetti sul sentiero di spesa.

Aggiornamento del sentiero di spesa

32.2 Tale aggiornamento può essere necessario in virtù, ad esempio, di eventi imprevedibili ed eccezionali, ritardi nella realizzazione delle opere, o altre cause esogene che richiedano una modifica degli obiettivi o degli investimenti ad essi associati.

32.3 Questo tipo di aggiornamento richiede una nuova valutazione del *business plan* o di alcuni dei progetti in esso contenuti. Per tale ragione, la possibilità di una revisione in tal senso non può essere prevista su base annuale, ma potrebbe essere garantita su base pluriennale (ad esempio ogni 3 anni).

Aggiornamento delle somme ammesse al riconoscimento tariffario

32.4 L'aggiornamento delle somme ammesse al riconoscimento tariffario può essere prevista sia come conseguenza dell'aggiornamento del sentiero di spesa che,

eventualmente, per tenere conto di variazioni nel tasso di remunerazione del capitale investito, o incorporare gli effetti degli incentivi quali quelli alla riduzione dei costi.

- 32.5 Tale tipo di aggiornamento è potenzialmente meno oneroso anche perché fondato, in parte, su meccanismi automatici che non richiedono necessariamente un'interazione con il gestore o la predisposizione di un nuovo *business plan*. Pertanto, ne può essere prevista l'applicazione anche su base annuale o biennale.

Spunti per la consultazione

S32. Osservazioni in merito ai meccanismi di aggiornamento.

APPENDICE A
CENNI AL QUADRO REGOLATORIO
NEL PERIODO 2012-2015

SOMMARIO

1. Introduzione	2
2. Criteri generali per la determinazione dei costi riconosciuti.....	2
3. Determinazione dei costi operativi riconosciuti	2
4. Determinazione del valore del capitale investito netto riconosciuto	3
<i>Immobilizzazioni nette</i>	<i>3</i>
<i>Immobilizzazioni in corso</i>	<i>4</i>
<i>Capitale circolante netto</i>	<i>4</i>
<i>Poste rettificative</i>	<i>4</i>
<i>Remunerazione del capitale investito netto riconosciuto</i>	<i>4</i>
5. Determinazione degli ammortamenti riconosciuti.....	5
6. Specificità nella determinazione dei costi riconosciuti	6
<i>Riconoscimento dello “sconto energia”</i>	<i>6</i>
<i>Le attività commerciali della distribuzione</i>	<i>6</i>
<i>Il trattamento dei contributi.....</i>	<i>7</i>
7. Misure a sostegno degli investimenti.....	8

1. Introduzione

- 1.1 La presente Appendice A illustra la metodologia adottata dall’Autorità ai fini della determinazione dei costi riconosciuti nel quarto periodo di regolazione 2012-2015.

2. Criteri generali per la determinazione dei costi riconosciuti

- 2.1 La presente parte fornisce una sintetica descrizione, con finalità di tipo puramente ricognitivo, del quadro regolatorio relativo alla determinazione dei costi riconosciuti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica in vigore nel periodo di regolazione 2012-2015 (di seguito: VPR), disciplinato dalla deliberazione 199/11 e dai relativi allegati TIT, TIME e TIC.
- 2.2 Ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il VPR, l’Autorità ha mantenuto l’approccio c.d. *building block*, determinando il costo riconosciuto, per ciascun servizio di trasmissione, distribuzione e misura, come somma dei seguenti elementi:
- a) costi operativi riconosciuti;
 - b) ammortamenti delle immobilizzazioni;
 - c) congrua remunerazione del capitale investito netto riconosciuto.

3. Determinazione dei costi operativi riconosciuti

- 3.1 Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti l’Autorità, in continuità metodologica con il terzo periodo di regolazione, ha determinato il costo operativo per l’anno 2012 a partire dal costo effettivo sostenuto dalle imprese nell’anno 2010, tenendo adeguatamente conto:
- a) del valore residuo non ancora riassorbito tramite l’*X-factor* applicato nel terzo periodo regolatorio delle maggiori efficienze conseguite nel secondo periodo regolatorio e lasciate in capo agli esercenti;
 - b) delle maggiori efficienze conseguite nel terzo periodo regolatorio e ripartite equamente tra esercenti e utenti delle reti.
- 3.2 Con riferimento al servizio di distribuzione, il costo operativo riconosciuto, calcolato come media di settore, è stato successivamente allocato a ciascuna impresa distributrice in funzione del peso dei ricavi di ciascuna impresa derivanti dalla quota parte della tariffa di riferimento TV1 a copertura dei costi operativi sul totale dei ricavi di settore a copertura dei costi operativi. Il valore assegnato a ciascuna impresa è stato ulteriormente modulato per far salvi gli effetti di riconoscimento specifico legati ai meccanismi di perequazione.
- 3.3 Con riferimento al servizio di misura, il costo operativo riconosciuto è calcolato a livello di settore, sulla base dei costi effettivi sostenuti dalle imprese di distribuzione nell’anno 2010.

Recuperi di produttività

- 3.4 Per ciascuno dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura, il livello di recupero di produttività (*X-factor*) applicato nel VPR è stato determinato con l'obiettivo di consentire: i) entro il 2015, il recupero delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese nel secondo periodo regolatorio e non ancora trasferite agli utenti; ii) entro il 2019, della quota parte di maggiori efficienze conseguite nel terzo periodo regolatorio non trasferite ai consumatori finali.

4. Determinazione del valore del capitale investito netto riconosciuto

- 4.1 In linea generale, ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto da utilizzare ai fini della fissazione dei livelli tariffari, nel VPR l'Autorità ha confermato come criterio di valorizzazione delle immobilizzazioni nette quello del costo storico rivalutato. In particolare, il capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (CIR) per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica è stato determinato a partire dalle seguenti voci:
- a) immobilizzazioni nette;
 - b) capitale circolante netto;
 - c) poste rettificative, quali il valore del "trattamento di fine rapporto", portato in deduzione del capitale investito, ed il valore residuo netto dell'onere pluriennale relativo al cosiddetto "fondo pensione elettrici", di cui all'articolo 41, comma 1, della legge 23 dicembre 1999, n. 488.

Immobilizzazioni nette

- 4.2 Con riferimento al servizio di trasmissione, la metodologia adottata prevede la determinazione di una componente parametrica (immobilizzazioni nette parametriche), in relazione agli incrementi patrimoniali relativi a cespiti entrati in esercizio fino all'anno 2003, calcolata in funzione del livello dei ricavi tariffari ammessi e perequati, e di una componente calcolata sulla base della stratificazione puntuale degli incrementi patrimoniali relativi ai cespiti entrati in esercizio a partire dall'anno 2004, nonché ai terreni, indipendentemente dall'anno di entrata in esercizio (di seguito: immobilizzazioni nette puntuali).
- 4.3 Analogamente, con riferimento al servizio di distribuzione, la metodologia adottata prevede che il valore delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini regolatori dei terreni, delle linee di distribuzione in alta tensione, delle stazioni di trasformazione AT/MT e degli elementi delle reti di distribuzione in media e bassa tensione entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007 sia determinato sulla base delle stratificazioni puntuali degli incrementi patrimoniali di ciascuna impresa, al netto delle stratificazioni relative alle porzioni di rete cedute a Terna e incluse nel perimetro della RTN. Il valore delle immobilizzazioni nette riconosciute relativo a infrastrutture MT/BT anteriori al 2008 è stato invece ricostruito in via parametrica, in

funzione del livello dei ricavi tariffari ammessi perequati e corretti per gli ammontari di PSA¹.

- 4.4 Con riferimento al servizio di misura, la metodologia adottata prevede che il valore delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini regolatori sia determinato, a livello di settore, in base alle stratificazioni puntuali degli incrementi patrimoniali di ciascuna impresa, relativi a ciascuna delle attività di installazione e manutenzione dei misuratori, di raccolta e di validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.

Immobilizzazioni in corso

- 4.5 Il valore delle immobilizzazioni in corso è stato determinato sulla base delle comunicazioni rese dalle imprese distributrici e dal gestore del sistema di trasmissione nell'apposita raccolta dati per gli aggiornamenti tariffari.

Capitale circolante netto

- 4.6 Il valore del capitale circolante netto è stato calcolato in modo parametrico, in misura pari all'1% del totale del valore delle immobilizzazioni nette.

Poste rettificative

- 4.7 Il valore delle poste rettificative è stato scomposto in due elementi:
- a) valore del "trattamento di fine rapporto", portato in deduzione del capitale investito, calcolato in modo puntuale per il servizio di trasmissione e in via parametrica per il servizio di distribuzione, assumendo un coefficiente di incidenza in funzione del valore aggregato nazionale relativo alle poste rettificative, come riportate nelle fonti contabili obbligatorie delle imprese distributrici, pari a -2,17%, applicato al valore delle immobilizzazioni nette di ciascuna impresa;
 - b) valore residuo netto dell'onere pluriennale relativo al cosiddetto "fondo pensione elettrici", di cui all'articolo 41, comma 1, della legge 23 dicembre 1999, n. 488 (di seguito: legge n. 488/99), portato in aumento del capitale investito, determinato e riconosciuto puntualmente in base ai dati di ciascuna impresa; tale componente assume carattere finanziario in quanto è volta a consentire alle imprese il recupero delle risorse finanziarie che le stesse hanno dovuto impiegare in seguito alla soppressione del Fondo di Previdenza per i dipendenti dell'Ente nazionale per l'energia elettrica (Enel) e delle aziende elettriche private per effetto della citata legge n. 488/99.

Remunerazione del capitale investito netto riconosciuto

- 4.8 Il tasso di remunerazione del CIR è stato determinato, in sostanziale continuità di criteri con i precedenti periodi di regolazione, come media ponderata del tasso di

¹ Per una descrizione analitica della metodologia di calcolo adottata con riferimento alla determinazione del capitale investito netto per i servizi di trasmissione e distribuzione, si rimanda all'appendice A2 allegata alla Relazione AIR relativa alla deliberazione 199/11.

rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*) in misura pari al:

- a) 7,4% per il servizio di trasmissione;
- b) 7,6% per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura.

- 4.9 In merito l’Autorità, in considerazione della straordinaria difficile congiuntura economico-finanziaria, ha previsto l’introduzione di meccanismi automatici di revisione del WACC a metà del periodo regolatorio, basati sull’aggiornamento del parametro relativo al tasso delle attività prive di rischio, ferma restando la sua valorizzazione come media annuale dei rendimenti lordi del BTP decennale benchmark rilevato dalla Banca d’Italia.
- 4.10 Con la deliberazione 19 dicembre 2013, 607/2013/R/EEL (di seguito: deliberazione 607/2013/R/EEL), l’Autorità ha aggiornato il tasso di rendimento del CIR per gli anni 2014 e 2015 in misura pari al: 6,3% per il servizio di trasmissione e 6,4% per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura.
- 4.11 A correzione del tasso di remunerazione, con l’obiettivo di sterilizzare gli effetti finanziari del c.d. *regulatory lag*, è stata introdotta, a partire dagli investimenti 2012 e, dunque, con effetto sulla tariffa 2014, una maggiorazione del tasso di remunerazione fissata in misura pari all’1%.

5. Determinazione degli ammortamenti riconosciuti

- 5.1 Gli ammortamenti sono determinati coerentemente con le decisioni assunte ai fini della determinazione del valore delle immobilizzazioni nette. Con riferimento ai servizi di trasmissione e distribuzione, pertanto gli ammortamenti sono calcolati, in linea generale:
- a) sulla base del rapporto tra valore netto residuo delle immobilizzazioni, valutato a costi storici rivalutati, e vita utile residua regolatoria², nel caso delle immobilizzazioni nette puntuali;
 - b) in modo convenzionale, nel caso delle immobilizzazioni nette parametriche.
- 5.2 In particolare, con riferimento al servizio di trasmissione, la metodologia adottata prevede, la determinazione di una componente parametrica degli ammortamenti, in relazione agli incrementi patrimoniali relativi a cespiti entrati in esercizio fino all’anno 2003, calcolata in funzione del livello dei ricavi tariffari ammessi, e di una componente puntuale, calcolata sulla base della stratificazione puntuale degli incrementi patrimoniali per i cespiti entrati in esercizio a partire dall’anno 2004.
- 5.3 Con riferimento al servizio di distribuzione, il valore degli ammortamenti riconosciuti ai fini regolatori dei terreni, delle linee di distribuzione in alta tensione, delle stazioni di trasformazione AT/MT e degli elementi delle reti di distribuzione in media e bassa tensione entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007 è

² Si fa osservare che, in continuità di aliquota d’ammortamento applicata, la formulazione proposta risulta algebricamente uguale al rapporto tra valore lordo delle immobilizzazioni, valutato a costo storico rivalutato, e vita utile ai fini tariffari.

determinato sulla base delle stratificazioni puntuali degli incrementi patrimoniali di ciascuna impresa, al netto delle stratificazioni relative alle porzioni di rete cedute a Terna e incluse nel perimetro della RTN. Il valore degli ammortamenti riconosciuti relativo a infrastrutture MT/BT anteriori al 2008 è stato invece ricostruito in via parametrica, in funzione del livello dei ricavi tariffari ammessi perequati e corretti per gli ammontari di PSA³.

- 5.4 Con riferimento al servizio di misura, gli ammortamenti sono calcolati, a livello di settore, sulla base del rapporto tra valore netto residuo delle immobilizzazioni, valutato a costi storici rivalutati, e vita utile residua regolatoria. Ai fini della determinazione dei medesimi ammortamenti riconosciuti è altresì considerato il costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione 292/06, il cui riconoscimento è previsto fino all'anno 2027.
- 5.5 Gli ammortamenti sono riconosciuti, per quota intera, a partire dal secondo anno successivo a quello di entrata in esercizio dei cespiti, in coerenza con il *lag* temporale di due anni previsto per il riconoscimento dei nuovi investimenti.
- 5.6 A differenza di quanto previsto nel terzo periodo di regolazione (2008-2011), l'Autorità ha stabilito di riconoscere individualmente a ciascuna impresa la quota annua di ammortamento dell'onere relativo al *fondo pensione elettrici* attribuibile alla medesima impresa.

6. Specificità nella determinazione dei costi riconosciuti

Riconoscimento dello “sconto energia”

- 6.1 Nel corso del VPR l'Autorità ha mantenuto il meccanismo di graduale assorbimento dell'onere derivante dallo “sconto energia”, accordato per contratto ad alcuni dipendenti degli esercenti che svolgono attività di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica, con l'obiettivo di esaurirne gli effetti nel 2019, ponendo il relativo onere in carico al *Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica*, alimentato dalla componente UC₃.
- 6.2 Il decreto-legge n. 91/14, ha stabilito che, a partire dall'1 luglio 2014, gli oneri per lo sconto dipendenti previsti dal Contratto collettivo nazionale di lavoro del settore elettrico siano esclusi dall'applicazione dei corrispettivi tariffari.

Le attività commerciali della distribuzione

- 6.3 Ai fini della definizione del costo riconosciuto per le attività commerciali della distribuzione (e conseguentemente del vincolo ai ricavi relativo alle medesime attività commerciali), è stata introdotta una differenziazione dei parametri delle

³ Per una descrizione analitica della metodologia di calcolo adottata con riferimento alla determinazione degli ammortamenti per i servizi di trasmissione e distribuzione, si rimanda all'appendice A2 allegata alla Relazione AIR relativa alla deliberazione n. 199/11.

tariffe di riferimento, in funzione delle modalità di erogazione del servizio di vendita di maggior tutela, distinguendo conseguentemente tra imprese che erogano tali servizi in modo integrato per distribuzione e maggior tutela, e imprese che erogano tali servizi in modo separato.

- 6.4 I costi riconosciuti per le imprese che erogano il servizio in modalità separata sono stati determinati in base ai dati medi nazionali delle imprese che operano secondo tale modalità. La determinazione dei costi riconosciuti per le imprese che svolgono il servizio in modalità integrata è stata effettuata in continuità con i criteri adottati nel periodo di regolazione 2008 – 2011.

Il trattamento dei contributi

- 6.5 Nel corso del VPR, sono state adottate due differenti modalità di trattamento dei contributi: la prima a valere sulle tariffe di riferimento per gli anni 2012 e 2013, la seconda a valere sulle tariffe di riferimento per gli anni 2014 e 2015.
- 6.6 In particolare, fino all'anno 2013, ai fini del riconoscimento dei costi operativi e del capitale investito riconosciuto (CIR), i contributi in conto capitale ricevuti da organismi comunitari ed enti pubblici, i contributi da connessione relativi a nuovi impianti di produzione previsti dal TICA⁴ ed i contributi da connessione a preventivo, incassati da privati, previsti dal TIC (al netto di una quota del 20% a copertura delle spese generali) percepiti dalle imprese distributrici sono stati portati in detrazione del capitale investito.
- 6.7 I contributi da connessioni a forfait, incassati da privati, previsti dalle tabelle 1, 3, 4, 5 e 6 del TIC, e la quota parte del 20% dei contributi a preventivo a copertura delle spese generali, invece, sono stati portati in detrazione dei costi operativi.
- 6.8 L'aggravarsi della crisi economica ha determinato, negli anni 2012 e 2013 una significativa contrazione delle richieste di connessioni e, conseguentemente, un significativo scostamento tra il livello dei ricavi da connessione a forfait attesi (presi a riferimento per la determinazione delle tariffe) e quelli effettivamente incassati a partire dall'anno 2012, con conseguenti rischi di mancata copertura dei costi.
- 6.9 Al fine di mitigare tale rischio, a seguito di specifica consultazione pubblica, con la deliberazione 607/2013/R/EEL l'Autorità ha modificato l'impostazione precedente prevedendo, a partire dalle tariffe relative all'anno 2014, che:
- a) i contributi a forfait siano portati in detrazione del capitale investito, in modo da consentire un trattamento dei contributi, sotto il profilo temporale, coerente con il trattamento riservato agli incrementi patrimoniali;
 - b) i contributi siano considerati al loro valore lordo ai fini della remunerazione del capitale investito e che la relativa quota di ammortamento sia portata in diminuzione degli ammortamenti riconosciuti, in analogia con il trattamento tariffario riservato agli incrementi patrimoniali entrati in esercizio nel medesimo anno;

⁴ Il TICA è l'Allegato A alla deliberazione 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, come successivamente modificato e integrato, recante "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione".

- c) detti contributi siano attribuiti convenzionalmente ai cespiti “linee BT” e “linee MT” e che il degrado sia effettuato in base alla vita utile residua, calcolata assumendo una vita utile ai fini tariffari pari a 30 anni

7. Misure a sostegno degli investimenti

7.1 Nel VPR, l’Autorità ha confermato la politica di incentivazione degli investimenti di sviluppo e di potenziamento delle reti basata sulla maggiore remunerazione riconosciuta ad alcune tipologie di investimento, tenendo comunque in debito conto l’introduzione del correttivo per la compensazione in termini finanziari del *regulatory lag* e garantendo una maggiore selettività nella definizione delle tipologie di investimento da incentivare. In particolare:

- a) con riferimento alla regolazione del servizio di trasmissione, è stato incluso nella categoria a più alto valore di incentivazione (I=3) solo un elenco di progetti strategici per il sistema energetico, approvato dall’Autorità su proposta del gestore, volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, ad incrementare la *net transfer capacity* o, in casi limitati, individuati dall’Autorità sulla base della loro specifica rilevanza strategica, eventualmente anche volti a ridurre le congestioni all’interno delle zone di mercato; inoltre, al fine di responsabilizzare maggiormente il gestore verso la tempestiva realizzazione degli interventi strategici, è stato rafforzato il legame tra l’incentivazione tramite maggiorazione del WACC e il meccanismo di incentivo all’accelerazione degli investimenti, rendendo automatica l’applicazione di tale meccanismo a tutti gli i interventi della tipologia I=3;
- b) con riferimento all’incentivazione degli investimenti di sviluppo delle reti di distribuzione, sono state riviste le tipologie di incentivazione al fine di focalizzare maggiormente gli incentivi verso gli investimenti necessari per potenziare l’idoneità delle reti a gestire e sostenere lo straordinario sviluppo di impianti di produzione da fonti rinnovabili connessi in media e bassa tensione e prevedendo di introdurre una più strutturata incentivazione degli investimenti in *smart grid*, da sviluppare in funzione delle risultanze dei progetti pilota;
- c) è stata inoltre introdotta l’incentivazione per l’avvio di progetti pilota per la sperimentazione in campo delle potenzialità e dell’efficacia ed efficienza dei sistemi di accumulo tramite batterie, nei limiti degli investimenti inclusi nei piani di sviluppo decennali approvati ai sensi del decreto legislativo n. 93/11.