

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
544/2015/R/EEL**

**CRITERI PER LA DEFINIZIONE DELLE TARIFFE PER L'EROGAZIONE
DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA
DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL QUINTO PERIODO REGOLATORIO**

Orientamenti finali

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

17 novembre 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 l'erogazione del servizio di connessione, in vigore nel periodo di regolazione con decorrenza 1 gennaio 2016 (quinto periodo di regolazione o nuovo periodo di regolazione - NPR).

Il presente documento fa seguito alla pubblicazione del documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/EEL, di inquadramento generale dei criteri e delle principali linee di intervento e dei successivi documenti in cui sono state analizzate dall'Autorità tematiche specifiche relative alla definizione del sistema di regolazione tariffaria e della qualità per il quinto periodo di regolazione.

Nel presente documento sono descritti gli orientamenti finali in relazione alle principali tematiche relative alla regolazione tariffaria sviluppate nei precedenti documenti per la consultazione.

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 4 dicembre 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, Unbundling e Certificazione
Direzione Mercati Elettricità e Gas
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano**

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

INDICE

PARTE I - ASPETTI INTRODUTTIVI	5
1. Inquadramento generale.....	5
2. Oggetto della consultazione.....	7
3. Struttura del documento.....	9
PARTE II – DURATA DEL PERIODO REGOLATORIO E PERIMETRO ATTIVITA’	10
4. Durata del periodo regolatorio.....	10
5. Implicazioni del prolungamento a otto anni sulla regolazione della qualità del servizio.....	11
6. Perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione	12
PARTE III – DETERMINAZIONE E AGGIORNAMENTO DEL COSTO OPERATIVO RICONOSCIUTO	14
7. Fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi	14
8. Aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti	18
PARTE IV – DETERMINAZIONE E AGGIORNAMENTO DEI COSTI DI CAPITALE RICONOSCIUTI	22
Sezione 1 Elementi comuni a tutti i servizi infrastrutturali del settore elettrico	22
9. Criteri generali	22
10. Misure per la compensazione del <i>lag</i> regolatorio.....	22
11. Tipologie di cespiti e vite utili regolatorie.....	26
12. Trattamento dei contributi	28
13. Capitale circolante netto	29
14. Determinazione dei parametri β e D/E ai fini del calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito	30
Sezione 2 Costi di capitale: specificità relative al servizio di trasmissione.....	32
15. Determinazione e aggiornamento del capitale investito riconosciuto	32
16. Determinazione e aggiornamento degli ammortamenti.....	36
Sezione 3 Costi di capitale: specificità relative al servizio di distribuzione.....	37
17. Determinazione e aggiornamento del capitale investito riconosciuto	37
18. Determinazione e aggiornamento degli ammortamenti.....	42
Sezione 4 Costi di capitale per il servizio di misura.....	44
19. 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)	44

20.	Capitale investito e ammortamenti per il servizio di misura relativo a punti di prelievo in bassa tensione (fissazione dei livelli iniziali e aggiornamento)	44
PARTE V - PROMOZIONE SELETTIVA DEGLI INVESTIMENTI		49
21.	Investimenti per evoluzione delle reti di distribuzione in “ <i>Smart distribution systems</i> ”: aree ad elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile	49
22.	Investimenti per evoluzione delle reti di distribuzione in “ <i>Smart distribution systems</i> ”: aree urbane.....	55
23.	Investimenti nelle reti di trasmissione e distribuzione: potenziamento della resilienza del sistema elettrico	59
24.	Investimenti nella rete di trasmissione nazionale: superamento della regolazione <i>input-based</i>	63
25.	Investimenti nella rete di trasmissione nazionale: promozione dell’efficienza.....	67
26.	Investimenti nella rete di trasmissione nazionale: incentivi a strumenti propedeutici alla regolazione selettiva.....	70
27.	Investimenti nella rete di trasmissione nazionale: sviluppo della capacità e altri meccanismi <i>output-based</i>	71
PARTE VI - CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE		74
28.	Tariffe per il servizio di trasmissione	74
PARTE VII - CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE		79
29.	Il sistema tariffario per il servizio di distribuzione.....	79
30.	Tariffa di riferimento	79
31.	Tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione.....	81
32.	Vincoli ai ricavi ammessi	82
33.	Meccanismi di perequazione per le imprese distributrici.....	87
34.	Meccanismi di promozione delle aggregazioni	88
PARTE VIII - SERVIZIO DI MISURA		90
35.	Razionalizzazione della regolazione del servizio di misura dell’energia elettrica: il TIME	90
36.	Regolazione tariffaria del servizio di misura.....	98
PARTE IX - ALTRE DISPOSIZIONI		99
37.	Corrispettivi per prelievi di energia reattiva.....	99
38.	Modalità di rettifica dei dati finalizzati alla determinazione delle tariffe di riferimento	102
Appendice A: investimenti nella rete di trasmissione nazionale		103

PARTE I - ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Inquadramento generale

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inquadra nel procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e di qualità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di connessione, per il nuovo periodo di regolazione decorrente dall'1 gennaio 2016 (di seguito: *NPR*), avviato dall'Autorità con la deliberazione 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL (di seguito: deliberazione 483/2014/R/EEL).
- 1.2 Nell'ambito del suddetto procedimento sono già stati emanati i seguenti documenti per la consultazione:
- a) il documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/EEL (di seguito: documento 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 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;
 - c) il documento per la consultazione 29 maggio 2015, 255/2015/R/EEL (di seguito: documento 255/2015/R/EEL), in materia di promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica;
 - d) il documento per la consultazione 9 luglio 2015, 335/2015/R/EEL (di seguito: documento 335/2015/R/EEL), recante i primi orientamenti dell'Autorità relativi ai criteri per la determinazione del costo riconosciuto, per la fissazione dei livelli tariffari iniziali e dei successivi aggiornamenti con riferimento ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
 - e) il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 415/2015/R/EEL (di seguito: documento 415/2015/R/EEL), recante gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
 - f) il documento per la consultazione 24 settembre 2015, 446/2015/R/EEL (di seguito: documento 446/2015/R/EEL), relativo ai criteri per la definizione delle tariffe relative ai servizi di

trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, dei vincoli ai ricavi ed ai meccanismi di perequazione;

- g) il documento per la consultazione 1 ottobre 2015, 464/2015/R/EEL (di seguito: documento 464/2015/R/EEL), che illustra gli orientamenti iniziali dell'Autorità in merito alla selettività degli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica.

1.3 Ai fini del procedimento rilevano, altresì, i seguenti ulteriori atti:

- a) il procedimento avviato con deliberazione 16 maggio 2013, 204/2013/R/EEL (di seguito: deliberazione 204/2013/R/EEL), in tema di revisione delle tariffe per i servizi di rete (trasmissione e distribuzione) e di misura dell'energia elettrica, nonché delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per le utenze domestiche in bassa tensione¹;
- b) la deliberazione 2 maggio 2013, 180/2013/R/EEL (di seguito: deliberazione 180/2013/R/EEL), in materia di regolazione tariffaria per prelievi di energia reattiva nei punti di prelievo connessi in media e bassa tensione, a decorrere dall'anno 2016;
- c) il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 416/2015/R/EEL (di seguito: documento 416/2015/R/EEL), recante gli orientamenti per la determinazione delle specifiche funzionali dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione, in attuazione dell'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (di seguito: decreto legislativo 102/2014);
- d) il Resoconto a chiusura dell'indagine conoscitiva relativa all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, allegato alla deliberazione 6 agosto 2015, 413/2015/R/EEL.

1.4 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 la revisione complessiva delle modalità di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi regolati dei settori elettrico e gas.

¹ Procedimento successivamente confluito nel procedimento, avviato con deliberazione 7 agosto 2014, 412/2014/R/EFR, a seguito dell'emanazione del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che ha fornito indicazioni di rango primario per l'attuazione della riforma. Nell'ambito di detto procedimento sono stati già emanati i documenti per la consultazione 5 febbraio 2015, 34/2015/R/EEL e 18 giugno 2015, 293/2015/R/EEL. In parallelo, con deliberazione 19 giugno 2014, 285/2014/R/COM, l'Autorità ha altresì avviato un procedimento per la revisione dei criteri per la determinazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica a favore delle famiglie in condizioni di difficoltà economica (cd. *bonus sociale*), nell'ambito del quale sono stati emanati i documenti per la consultazione 2 ottobre 2014, 468/2014/R/COM e 30 luglio 2015, 388/2015/R/COM.

Secondo quanto indicato nella medesima deliberazione 597/2014/R/COM, è previsto che i due procedimenti vengano svolti in maniera coordinata, anche temporalmente.

- 1.5 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, contenente gli orientamenti iniziali dell'Autorità in relazione ai criteri per la determinazione e l'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 e il documento per la consultazione 29 ottobre 2015, 509/2015/R/COM (di seguito: documento 509/2015/R/COM), nel quale sono esposti gli orientamenti finali.
- 1.6 I provvedimenti finali in materia di tariffe e qualità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di connessione sono previsti per il prossimo mese di dicembre.

2. Oggetto della consultazione

- 2.1 Il presente documento, tenuto conto delle risultanze delle precedenti fasi di consultazione², dei dati di separazione contabile a disposizione dell'Autorità e delle informazioni acquisite tramite specifiche richieste alle imprese, delinea gli orientamenti finali dell'Autorità in relazione alla regolazione tariffaria per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, con riferimento alla prima parte del periodo regolatorio (di seguito: *NPRI*), come definita nel successivo capitolo 4.
- 2.2 In particolare, il documento illustra sinteticamente le principali tematiche e ipotesi conclusive in relazione alla determinazione del costo riconosciuto, alla fissazione delle tariffe di riferimento e delle tariffe obbligatorie ed ai meccanismi di perequazione. In relazione all'ipotesi di introduzione di menù regolatori (diversi schemi di regolazione cui gli operatori di settore possono accedere, caratterizzati da differenti livelli di remunerazione in base a diversi adempimenti richiesti in materia di qualità del servizio o differenti assunzioni di rischio) sono altresì delineati alcuni aspetti di specifico coordinamento

² È previsto che le osservazioni relative ai documenti per la consultazione siano rese disponibili sul sito *internet* dell'Autorità, nella sezione dedicata ai documenti per la consultazione.

con i meccanismi di regolazione della qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

- 2.3 Nella presente consultazione non sono invece sviluppate le tematiche relative all'ipotesi di introdurre logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale (che comprende costi operativi e investimenti), previste per la seconda parte del nuovo periodo regolatorio (di seguito: *NPR2*). L'Autorità intende confermare il proprio orientamento volto a far evolvere l'attuale approccio regolatorio in chiave di controllo complessivo della spesa (c.d. approccio *totex*). Anche alla luce delle osservazioni emerse nelle consultazioni e agli approfondimenti svolti, l'Autorità ritiene opportuno rinviare lo studio e la trattazione degli aspetti di dettaglio connessi alla definizione delle nuove metodologie all'anno 2016.
- 2.4 Nel corso dell'anno 2016 saranno avviati specifici tavoli di approfondimento con operatori e *stakeholder* dei vari settori volti ad analizzare in modo puntuale gli aspetti connessi alla definizione delle nuove metodologie. In esito a tali approfondimenti tematici l'Autorità provvederà entro il 2017 a pubblicare documenti per la consultazione nel quale saranno trattati gli aspetti di dettaglio inerenti la definizione e le ipotesi di sviluppo delle nuove metodologie.
- 2.5 Nel biennio 2018-2019 l'Autorità intende inoltre avviare alcune sperimentazioni pilota al fine di testare le soluzioni applicative prima della loro introduzione nel *NPR2*.
- 2.6 Una possibile area di sperimentazione riguarda la sostituzione dei contatori elettronici prossimi a fine vita tecnico-economica che si ritiene di dover sostituire con contatori di seconda generazione (2G), come indicato al successivo capitolo 20.
- 2.7 In linea generale, per le tematiche che non sono oggetto di specifici richiami nel presente documento, l'Autorità conferma gli orientamenti espressi nelle precedenti consultazioni.
- 2.8 In attesa del passaggio alla metodologia *totex*, nel *NPRI* l'Autorità intende superare alcune distorsioni che caratterizzano gli attuali meccanismi di regolazione ed aumentare la selettività degli investimenti. Più in dettaglio, per il *NPRI* l'Autorità intende confermare criteri di regolazione in sostanziale continuità con i precedenti periodi di regolazione con riferimento al riconoscimento dei costi operativi. Relativamente alla determinazione dei costi di capitale riconosciuti invece è orientata a sostituire gli attuali meccanismi di incentivazione degli investimenti basati sul riconoscimento di una maggiorazione della remunerazione del capitale investito con criteri orientati a logiche *output based*. La regolazione

proposta inoltre, è orientata a favorire, più che in passato, l'aggregazione delle imprese distributrici di energia elettrica di minori dimensione in ottica di razionalizzazione del settore e di efficientamento e contenimento dei costi di gestione del servizio di distribuzione a vantaggio dei consumatori.

3. Struttura del documento

3.1 In sintesi, oltre alla presente Parte I, di carattere introduttivo, il documento si articola nelle seguenti parti:

- Parte II, relativa alla durata del periodo regolatorio e al perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione;
- Parte III, in materia di determinazione e aggiornamento del costo operativo riconosciuto;
- Parte IV, in materia di determinazione e aggiornamento dei costi di capitale riconosciuti;
- Parte V, in materia di promozione selettiva degli investimenti;
- Parte VI, relativa ai criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica;
- Parte VII, relativa ai criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
- Parte VIII, relativa ai criteri di regolazione tariffaria per il servizio di misura dell'energia elettrica;
- Parte IX, in cui sono analizzati altre tematiche comuni ai servizi del settore elettrico.

PARTE II – DURATA DEL PERIODO REGOLATORIO E PERIMETRO ATTIVITA’

4. Durata del periodo regolatorio

- 4.1 Nell’ambito dei documenti 5/2015/R/EEL e 335/2015/R/EEL, l’Autorità ha proposto di prolungare la durata del periodo di regolazione, estendendola ad almeno sei anni (2016 – 2021), prevedendo l’introduzione, nella seconda metà del nuovo periodo di regolazione, di logiche di riconoscimento dei costi fondate sulla spesa totale (*totex*).
- 4.2 Nel corso della consultazione è emersa una generale condivisione per l’ipotesi di prolungamento del periodo di regolazione. Tuttavia, la maggior parte degli operatori ha evidenziato che l’introduzione della logica *totex* a metà periodo regolatorio avrebbe di fatto ridotto la stabilità regolatoria, in conseguenza della riduzione da quattro a tre anni dell’intervallo temporale con criteri di regolazione stabili, riducendo, contrariamente agli obiettivi prefissati dall’Autorità, sia la stabilità del quadro regolatorio di riferimento, sia la prevedibilità della regolazione.
- 4.3 Tenuto conto di tali osservazioni, l’Autorità, già nel documento 446/2015/R/EEL (cfr. Capitolo 2), ha evidenziato l’opportunità di prolungare il *NPR* a otto anni (2016-2023), suddividendo il periodo di regolazione in una prima parte (*NPR1*), di durata pari ai precedenti periodi regolatori, caratterizzata dal sistema tariffario definito in esito al procedimento avviato con deliberazione 483/2014/R/EEL, in sostanziale continuità di impostazione con il corrente periodo regolatorio (*VPR*), e da una seconda parte (*NPR2*) in cui l’Autorità intende, fin dall’inizio del *NPR*, introdurre criteri di riconoscimento dei costi basati sulle logiche *totex* che saranno consultati nel dettaglio nei prossimi anni.
- 4.4 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 a otto anni, prevedendo l’introduzione della logica *totex* a decorrere dal 2020. Tale scelta, oltre a garantire una stabilità del quadro regolatorio almeno pari a quella dei precedenti periodi di regolazione, permette all’Autorità (in prospettiva, anche alla nuova Consiliatura) di disporre di un orizzonte di tempo adeguato per gli approfondimenti e le analisi necessarie allo sviluppo delle ipotesi per l’introduzione dei nuovi criteri di riconoscimento dei costi basati su logiche *totex*, e per gli altresì

necessari riassetti organizzativi e potenziamenti degli Uffici dell'Autorità, nella consapevolezza che tali criteri costituiscono un cambio di paradigma rispetto agli attuali criteri di riconoscimento dei costi.

- 4.5 A tal proposito, come già accennato al paragrafo 2.4, già a partire dall'anno 2016 è intenzione dell'Autorità avviare una approfondita fase di studio di tutti gli aspetti attuativi connessi all'impostazione della metodologia *totex* e rinviare al 2020 l'applicazione del nuovo paradigma. Ciò appare opportuno anche in relazione al futuro avvicendamento delle Consiliature, in modo tale che alla prossima Consiliatura siano lasciati l'assestamento metodologico, la definizione degli aspetti applicativi più puntuali.

5. Implicazioni del prolungamento a otto anni sulla regolazione della qualità del servizio

- 5.1 Il possibile prolungamento ad otto anni della durata del quinto periodo di regolazione richiede qualche approfondimento in merito ad alcuni orientamenti della qualità del servizio trattati nel documento 415/2015/R/EEL, basati su una ipotesi di durata del *NPR* di sei anni.
- 5.2 In materia di distribuzione dell'energia elettrica, l'impatto più rilevante riguarda la regolazione premi-penalità del numero di interruzioni. Come noto, tale regolazione richiede investimenti nelle infrastrutture di rete, che necessitano di tempi più lunghi, rispetto a quelli destinati alla riduzione della durata delle interruzioni, per essere realizzati e per produrre effetti. In considerazione di ciò, appare ragionevole traslare al 2023 il termine ultimo per il raggiungimento del livello obiettivo del numero di interruzioni da parte di tutti gli ambiti territoriali.
- 5.3 Inoltre, l'Autorità ritiene che il regime di incentivazione speciale per gli ambiti con elevato numero di interruzioni potrà trovare applicazione nel quadriennio 2020-2023, sulla base dei dati del quadriennio 2016-2019.
- 5.4 Un secondo aspetto impattato dall'allungamento a otto del periodo di regolazione riguarda gli *standard* sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe e brevi per gli utenti MT che, anche in relazione alla individuazione di possibili nuovi gradi di concentrazione (zone geografiche "industrializzate"), potranno essere oggetto di aggiornamento a metà periodo (fine *NPRI*).

- 5.5 In generale si deve osservare che i meccanismi di regolazione della qualità del servizio nel *NPR2* saranno inquadrati nell'ambito della regolazione *totex*.
- 5.6 Un terzo aspetto riguarda la regolazione sperimentale delle interruzioni con preavviso con origine MT o BT che l'Autorità, a seguito di ulteriori valutazioni, intende sperimentare per un triennio (2017-2019) invece che per un biennio (2017-2018). L'allungamento della fase sperimentale da due a tre anni si ritiene possa consentire di meglio individuare eventuali comportamenti opportunistici da parte delle imprese distributrici in termini di mancata effettuazione della manutenzione della rete. È questo un tema cruciale che l'Autorità monitorerà non solo attraverso l'esame degli indicatori di continuità del servizio, ma anche di informazioni e dati che le imprese distributrici di maggiori dimensioni che decideranno di partecipare a tale regolazione dovranno comunicare all'Autorità, prima della sua entrata in vigore effettiva a conclusione del periodo sperimentale.
- 5.7 In materia di trasmissione dell'energia elettrica l'Autorità, infine, ritiene che i livelli obiettivo della energia non fornita di riferimento (ENSR) per l'intera rete di trasmissione nazionale (*RTN*) possano essere determinati per l'intero periodo di regolazione.

Spunti per la consultazione

- S1.** Osservazioni in merito alla durata del periodo regolatorio.
- S2.** Osservazioni in merito alle implicazioni del passaggio a un periodo di otto anni con riferimento alla regolazione della qualità

6. Perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione

- 6.1 Nell'ambito della consultazione (cfr. Capitolo 7 del documento 5/2015/R/EEL e Capitolo 6 del documento 335/2015/R/EEL), l'Autorità ha proposto di uniformare i criteri di riconoscimento dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione e dei 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, e di includere i costi di dispacciamento nel perimetro dei costi di trasmissione.

- 6.2 L'Autorità, come già proposto nel documento 446/2015/R/EEL, intende prevedere esclusivamente l'uniformazione delle modalità di riconoscimento dei costi riconosciuti al gestore per l'erogazione del servizio di trasmissione e per lo svolgimento delle attività relative al dispacciamento, in un'ottica di semplificazione amministrativa nonché al fine di ridurre i rischi di *double-counting*, mantenendo due differenti componenti tariffarie (componente *CTR* per la copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione e componente *DIS* di cui all'articolo 46 della deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06 per la copertura dei costi relativi allo svolgimento delle attività di dispacciamento, al netto dei costi relativi all'approvvigionamento delle risorse necessarie per tale servizio) che permettano di non modificare i criteri di allocazione di tali costi rispetto a quelli attuali e di evitare sussidi incrociati tra servizio di trasmissione e servizio di dispacciamento.
- 6.3 Le parti del presente documento che trattano i criteri di riconoscimento dei costi per il servizio di trasmissione si devono pertanto intendere estese anche alle attività relative al dispacciamento (al netto dei costi relativi all'approvvigionamento delle risorse necessarie per tale servizio).

Spunti per la consultazione

S3. Osservazioni in merito al perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione.

PARTE III – DETERMINAZIONE E AGGIORNAMENTO DEL COSTO OPERATIVO RICONOSCIUTO

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

- 7.1 L'Autorità, per il *NPRI* è orientata a dare sostanziale continuità ai criteri di determinazione del costo operativo riconosciuto, in coerenza con quanto indicato nel precedente paragrafo 2.8.
- 7.2 Pertanto il costo riconosciuto a copertura dei costi operativi per l'anno 2016 (COR_{16}) sarà determinato a partire dai seguenti elementi, opportunamente corretti per tener conto dell'inflazione:
- a) il costo operativo effettivo rilevato nell'anno 2014 (COE_{14});
 - 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 terzo periodo regolatorio (2008-2011) lasciata in capo agli esercenti (PS^{TPR});
 - c) la quota parte delle maggiori efficienze conseguite nel quarto periodo regolatorio (*VPR*), che sarà lasciata in capo agli esercenti (PS^{VPR}), nel caso in cui risulti, come nelle attese dell'Autorità, che il livello di costo riconosciuto per l'anno 2014, al netto della quota residua delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese nel corso del terzo periodo di regolazione, sia superiore al livello di costo effettivo.

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

- 7.3 L'Autorità, ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali per il primo anno del *NPRI*, intende confermare l'ipotesi di far riferimento all'anno 2014, considerando le informazioni relative ai costi a consuntivo desumibili dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti ai sensi del *TIUC*³, nonché dalle risposte a specifiche richieste dati formulate dagli Uffici dell'Autorità.
- 7.4 Ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2014 (COE_{14}), l'Autorità intende confermare l'orientamento (cfr. Capitolo 8 del documento 335/2015/R/EEL) di escludere dai costi riconosciuti le voci per le quali la copertura sia già implicitamente garantita dai meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento

³ Il *TIUC* è l'Allegato A alla deliberazione 22 maggio 2014, 231/2014/R/COM.

risultati non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio costi di pubblicità e di *marketing*). In particolare, l'Autorità intende definire il livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2014 escludendo le seguenti voci di costo:

- a) i costi operativi non ricorrenti;
- b) i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di rete di proprietà di altre imprese distributrici;
- 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;
- 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 relativi ai canoni di affitto di reti private;
- k) i costi capitalizzati.

7.5 Sono escluse inoltre dai costi riconosciuti ai fini tariffari 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, n. 91 (di seguito: decreto-legge 91/14), come convertito con modificazioni dall'articolo 1, comma 1, della legge 11 agosto 2014, n. 116.

7.6 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.

7.7 Dalla consultazione è emersa una sostanziale contrarietà dei gestori di rete sull'esclusione di determinate tipologie di costo quali, ad esempio quelli relativi ad accantonamenti per la copertura di rischi e oneri e gli oneri per assicurazioni qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi; in relazione agli accantonamenti, un gestore ha proposto di considerare, in luogo della quota di accantonamento al fondo, l'importo relativo all'utilizzo del fondo in quanto esprime l'effettivo onere sostenuto dall'impresa nell'anno.

- 7.8 L'Autorità, come già espresso nel documento 335/2015/R/EEL, ritiene che gli oneri relativi agli accantonamenti per la copertura dei rischi, nonché gli oneri assicurativi (limitatamente a quelli non previsti da specifici obblighi normativi) siano implicitamente remunerati nei meccanismi tariffari (tramite la remunerazione del rischio); inoltre, gli oneri straordinari, quali le minusvalenze, svalutazioni, o altri oneri di natura non ricorrente, non possono essere considerati come base per la determinazione di un costo di riferimento che verrà riconosciuto su un orizzonte pluriennale.
- 7.9 Alcuni gestori di rete hanno altresì evidenziato la necessità di procedere al riconoscimento dei costi relativi all'incentivazione all'esodo dei dipendenti, tenendo conto anche delle disposizioni della legge 28 giugno 2012, n. 92. L'Autorità ritiene che una quota di tali costi (sulla base dei criteri generali, quella di natura ricorrente) sia ammissibile al riconoscimento tariffario considerando, in luogo dell'accantonamento, l'utilizzo del fondo alimentato dagli accantonamenti per l'incentivazione all'esodo avvenuto nell'anno di riferimento. A tale proposito, l'Autorità valuterà i limiti entro i quali sia ammissibile il riconoscimento tariffario di tali costi di natura ricorrente sulla base delle informazioni contabili disponibili. In prima analisi l'Autorità ritiene che il riconoscimento di tali costi non debba comunque superare la quota del 50%-70%.
- 7.10 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 confermare l'ipotesi di procedere a specifici approfondimenti istruttori volti a verificare, ove se ne riscontri la necessità, gli andamenti storici dei costi operativi. A tal fine, ove si riscontri nell'anno 2014 un incremento anomalo ed eccezionale del costo operativo effettivo, l'Autorità si riserva di determinare il valore del COE_{14} tenendo anche conto del livello del costo operativo effettivo relativo agli anni precedenti.

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

- 7.11 L'Autorità è orientata a confermare l'ipotesi di prevedere una simmetrica ripartizione tra imprese e utenti dei maggiori recuperi di produttività conseguiti dalle imprese nel corso del quarto periodo di regolazione. Al riguardo intende, comunque, valutare anche l'ipotesi di prevedere un trasferimento accelerato ai clienti del servizio di quote

dei maggiori recuperi di produttività conseguiti rispetto alla ripartizione simmetrica adottata nei precedenti periodi regolatori e comunque con una percentuale di *sharing* non superiore al 75%.

- 7.12 In ragione dell'esigenza di certezza del quadro regolatorio, l'ipotesi di aumento della quota dei benefici trasferiti nell'immediato ai clienti del servizio verrebbe attuata mantenendo comunque invariato il valore attuale netto dei benefici relativi ai maggiori recuperi di produttività lasciato in capo alle imprese, mediante un allungamento dei tempi di recupero delle quote residue lasciate in capo all'impresa. In questo modo non si modificherebbe la "*potenza dell'incentivo*" ai recuperi di produttività, misurabile come rapporto tra il valore attuale netto dei benefici lasciati all'impresa e il valore attuale netto dei benefici totali connessi ai recuperi di produttività.
- 7.13 Nel seguito del documento le valutazioni dell'*x-factor* per il *NPRI* sono riferite all'ipotesi di simmetrica ripartizione dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel *VPR*.
- 7.14 Nel caso in cui il livello di costo riconosciuto per l'anno 2014, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi di regolazione, risulti inferiore al costo effettivo relativo al medesimo anno, l'Autorità intende determinare il livello di costo riconosciuto per l'anno 2016 a partire dai seguenti elementi, opportunamente corretti per tener conto dell'inflazione:
- a) il costo operativo riconosciuto per l'anno 2014 (*COR₁₄*);
 - b) una quota parte della differenza tra il costo riconosciuto per l'anno 2014, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti, e il costo operativo effettivo relativo al medesimo anno.
- 7.15 In tal caso, comunque, l'Autorità effettuerà specifiche verifiche e approfondimenti per analizzare le cause dell'incremento del costo effettivo rispetto al costo riconosciuto.

Specificità per il servizio di distribuzione

- 7.16 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 terzo 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.

- 7.17 L'Autorità ritiene in tal modo si favorisca l'incentivo all'aggregazione delle imprese di minore dimensione, in maniera tale da non trasferire sui clienti finali inefficienze legate alla dimensione dell'impresa. Allo stesso tempo l'utilizzo dei coefficienti correttivi citati al precedente paragrafo 7.16, consente di tenere conto dei differenti costi di gestione dei diversi operatori del settore, derivanti da variabili esogene che non sono sotto il controllo dell'impresa quali la densità di utenza o le caratteristiche del territorio servito.
- 7.18 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 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.
- 7.19 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.

8. Aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti

- 8.1 L'Autorità, ai fini dell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti, in continuità con i precedenti periodi di regolazione nonché in coerenza con le prescrizioni della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/1995) intende confermare l'ipotesi di applicare il meccanismo del *price-cap*.
- 8.2 Nell'ambito della consultazione, alcuni gestori hanno evidenziato la necessità di prevedere meccanismi per il riconoscimento di determinati costi sorgenti, quali quelli derivanti dall'incremento degli *asset* di rete gestiti, e non solo di quelli afferenti agli obblighi di *debranding*.

- 8.3 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 o sorgenti, ossia costi connessi a nuovi compiti o a incremento delle attività svolte rispetto all'anno preso come riferimento per la valorizzazione del costo effettivo. L'Autorità ritiene che tali variazioni possano essere 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.
- 8.4 È peraltro opportuno sottolineare che ai fini del riconoscimento di costi incrementali o sorgenti devono essere rispettati alcuni requisiti. In particolare deve essere rispettato il principio di inerenza all'attività regolata e deve essere dimostrato che si tratta di costi incrementali o sorgenti. Il rispetto del principio di inerenza e la verifica del carattere incrementale devono essere dimostrabili sulla base di evidenze contabili. A questo scopo le imprese devono garantire una tracciatura contabile *ex-ante*. L'Autorità si riserva in ogni caso di effettuare verifiche di congruità sui costi.

Orientamenti per la fissazione degli obiettivi di recupero di produttività

- 8.5 L'Autorità, in un'ottica di continuità regolatoria, intende confermare l'ipotesi di determinare l'*X-factor* con l'obiettivo 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.
- 8.6 In relazione al tema della restituzione a clienti finali dei recuperi di produttività, nell'ipotesi di ripartizione simmetrica dei recuperi di produttività l'Autorità è orientata a:
- 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 *NPRI*, vale a dire entro la fine dell'anno 2019.

- 8.7 Nell'ipotesi di ripartizione non simmetrica dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo di regolazione (paragrafo 7.11 e seguenti), con uno *sharing* del 25% alle imprese e del 75% ai clienti del servizio nel primo anno del *NPRI*, l'Autorità è orientata a prevedere che i recuperi di produttività conseguiti nel corso del *VPR* siano trasferiti interamente ai clienti finali entro il termine del *NPR2*.

Specificità per il servizio di distribuzione

- 8.8 Nel documento 335/2015/R/EEL l'Autorità ha indicato di voler 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 nel *NPR*.
- 8.9 In esito alla consultazione e nella prospettiva di migrazione verso logiche di fondamento basate sulla spesa totale l'Autorità ritiene opportuno non assegnare ulteriori obiettivi di efficienza per il *NPRI*. Le analisi di produttività che saranno svolte potranno essere utilizzate per la definizione degli obiettivi di recupero di produttività nel *NPR2* e costituiranno una base di partenza per le valutazioni dell'evoluzione dei costi operativi.
- 8.10 L'Autorità conferma l'orientamento a non introdurre differenziazioni dei costi riconosciuti per classe dimensionale. Tale impostazione, secondo l'Autorità, può costituire una spinta all'aggregazione dei soggetti di più piccola dimensioni che operano a livelli di scala non efficienti, pur nella consapevolezza che l'incentivo economico della regolazione potrebbe non essere sufficiente.
- 8.11 L'Autorità, nella prospettiva di semplificazione amministrativa, intende procedere ad aggregare, ai fini del riconoscimento dei costi le attività connesse alla gestione delle infrastrutture di rete e le attività di commercializzazione. L'esiguo valore del costo riconosciuto a copertura dei costi di commercializzazione della distribuzione (pari a circa il 4% del totale dei costi riconosciuti per la gestione delle infrastrutture di rete), unitamente alla prospettiva evoluzione del mercato *retail* (con l'abbandono del regime di maggior tutela), inducono a ritenere non più adeguato il trattamento separato dei costi relativi alle attività di commercializzazione del servizio, e conseguentemente inducono l'Autorità a proporre l'aggregazione di

detti costi di commercializzazione a quelli del servizio di distribuzione.

Spunti per la consultazione

S5. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti.

PARTE IV – DETERMINAZIONE E AGGIORNAMENTO DEI COSTI DI CAPITALE RICONOSCIUTI

Sezione 1 Elementi comuni a tutti i servizi infrastrutturali del settore elettrico

9. Criteri generali

- 9.1 Con riferimento alla determinazione del costo riconosciuto di capitale nel *NPRI*, l’Autorità intende confermare la sostanziale continuità con le logiche adottate in passato, al fine di garantire stabilità nei riconoscimenti tariffari.
- 9.2 Il capitale investito riconosciuto ai fini regolatori (*CIR*) è determinato, pertanto, 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”.
- 9.3 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 seguenti della presente Parte.
- 9.4 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 per i singoli servizi regolati. Con riferimento al livello di *gearing* si rimanda, invece, a quanto già indicato nell’ambito della consultazione 509/2015/R/COM.

10. Misure per la compensazione del *lag* regolatorio

- 10.1 Come nel documento 335/2015/R/EEL (cfr. Capitolo 11), l’Autorità intende dar corso all’ipotesi di superamento delle misure a compensazione del *lag* nel riconoscimento degli investimenti

introdotte nel *VPR*, per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2011, prevedendo di includere tra gli investimenti riconosciuti ai fini tariffari anche i valori di preconsuntivo relativi agli investimenti entrati in esercizio nell'anno $t-1$ rispetto all'anno di applicazione delle tariffe ai fini della determinazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale. In particolare l'Autorità è orientata a riconoscere la sola remunerazione del capitale investito con riferimento agli investimenti dell'anno $t-1$ riconosciuti sulla base del pre-consuntivo e non anche le quote di ammortamento.

- 10.2 Con riferimento agli investimenti, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2011 e fino al 31 dicembre 2014, l'Autorità intende confermare l'ipotesi di salvaguardare il diritto al riconoscimento della maggiorazione del tasso di remunerazione pari all'1% introdotta con la deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 199/11).
- 10.3 Con riferimento al servizio di trasmissione, l'Autorità intende confermare il calcolo puntuale della maggiorazione del tasso di remunerazione sul valore netto degli investimenti entrati in esercizio negli anni 2012-2014.
- 10.4 Con riferimento al servizio di distribuzione, l'Autorità, in un'ottica di semplificazione amministrativa dei calcoli necessari alla determinazione tariffaria, intende:
 - a) con riferimento alle imprese che accedono al regime di determinazione puntuale dei costi di capitale, confermare il calcolo puntuale della maggiorazione del tasso di remunerazione sul valore netto degli investimenti entrati in esercizio negli anni 2012-2014;
 - b) con riferimento alle imprese che non accedono alla metodologia di calcolo puntuale di cui alla precedente lettera a), l'Autorità intende riconoscere una maggiorazione forfetaria del valore delle immobilizzazioni nette.
- 10.5 Tale maggiorazione forfetaria è calcolata sulla base del valore attuale netto dei riconoscimenti tariffari relativi alle imprese che non accedono al regime di determinazione puntuale di cui alla lettera a) del precedente paragrafo 10.4, 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.
- 10.6 In particolare, l'Autorità intende riconoscere tale valore attuale netto come maggiorazione forfetaria della *RAB*, che verrà riconosciuto nei

livelli tariffari su un orizzonte pluriennale, definito in funzione della vita residua media dei cespiti oggetto di maggiorazione, calcolata in maniera aggregata con riferimento alle imprese di cui alla lettera a) del precedente paragrafo 10.4.

- 10.7 Con riferimento alle misure di neutralizzazione del *lag regolatorio*, l'Autorità intende gestire in modo differenziato per i servizi di trasmissione, da un lato, e per i servizi di distribuzione e misura, dall'altro, gli scostamenti tra i valori di investimento di pre-consuntivo e i medesimi valori a consuntivo.

Gestione degli scostamenti tra dati preconsuntivi e dati consuntivi: specificità per il servizio di trasmissione

- 10.8 Con riferimento al servizio di trasmissione eventuali scostamenti tra il valore dei costi di investimento di preconsuntivo e quello risultante dai dati di consuntivo, come desumibili dai libri contabili delle imprese regolate, saranno poi opportunamente conguagliati al fine di consentire rettifiche del livello di ricavo riconosciuto e dei livelli tariffari; in particolare, l'Autorità intende considerare gli scostamenti relativi all'anno $t-1$, riscontrati nell'anno t , al fine di determinare una posta rettificativa del valore dei costi riconosciuti di competenza dell'anno t che sarà considerata ai fini della determinazione dei livelli tariffari relativi all'anno $t+1$.
- 10.9 A tal proposito, nell'ambito della consultazione alcuni soggetti hanno chiesto di gestire tali scostamenti mediante l'introduzione, in analogia all'attività di distribuzione del gas naturale, della distinzione tra tariffe provvisorie e tariffe di riferimento per lo stesso anno t ; un altro soggetto, inoltre, con riferimento al meccanismo di conguaglio, ha evidenziato come, al fine di sterilizzarne gli effetti temporali, dovrebbe essere previsto il riconoscimento/restituzione anche di un importo pari al prodotto tra il valore rettificato e il tasso di remunerazione base al fine di sterilizzare oneri di natura finanziaria.
- 10.10 L'Autorità ritiene tuttavia che la modalità ipotizzata di conguagliare lo scostamento nell'anno successivo rappresenti una soluzione con un minor onere amministrativo, in quanto evita esigenze di conguaglio delle fatturazioni già emesse. Al riguardo, come osservato dagli operatori, l'Autorità intende valutare la possibilità di introdurre meccanismi di neutralizzazione dell'impatto finanziario, ad esempio tramite l'applicazione di un tasso pari al costo del debito nominale pre-tasse riconosciuto ai fini regolatori.
- 10.11 L'Autorità intende altresì prevedere un meccanismo di incentivazione alla corretta stima, da parte del gestore del sistema di trasmissione nazionale, dei valori di preconsuntivo dei costi di investimento che

neutralizzi l'incentivo delle imprese a sovrastimare i valori degli investimenti al fine di conseguire un vantaggio finanziario.

- 10.12 A tal fine l'Autorità intende valutare l'opportunità di prevedere penali automatiche da applicare in caso di dati consuntivi inferiori ai dati di pre-consuntivo, con una soglia di tolleranza che si reputa ragionevole fissare al 5%.

Gestione degli scostamenti tra dati preconsuntivi e dati consuntivi: specificità per i servizi di distribuzione e misura

- 10.13 In relazione all'inclusione degli investimenti pre-consuntivi dell'anno $t-1$ ai fini della determinazione della tariffa di riferimento per l'anno t , l'Autorità, anche in coerenza con la disciplina tariffaria introdotta per il quarto periodo di regolazione della distribuzione del gas, ritiene opportuno introdurre alcune novità nella determinazione delle tariffe di riferimento, che si accompagnano agli interventi volti ad annullare il *lag* regolatorio e i suoi effetti.
- 10.14 In sintesi l'Autorità è orientata a prevedere una raccolta dati nell'autunno dell'anno $t-1$ in cui vengono raccolti i dati di investimento a consuntivo relativi all'anno $t-2$ e i dati di investimento pre-consuntivi relativi all'anno $t-1$.
- 10.15 Sulla base di tali dati l'Autorità intende seguire le tempistiche di seguito riportate:
- a) entro il mese di dicembre dell'anno $t-1$ pubblicazione delle tariffe obbligatorie da applicarsi ai clienti finali dall'1 gennaio dell'anno t ;
 - b) entro il 28 febbraio dell'anno t , determinazione di tariffe di riferimento provvisorie, basate sui dati di pre-consuntivo dell'anno $t-1$; sulla base dei medesimi dati pre-consuntivi vengono altresì determinati gli importi di perequazione d'acconto a valere per l'anno t ;
 - c) entro il 31 marzo dell'anno $t+1$, determinazione delle tariffe di riferimento definitive relative all'anno t , da utilizzare ai fini della determinazione delle partite di conguaglio della perequazione relative al medesimo anno t .
- 10.16 A tal fine l'Autorità intende valutare l'opportunità di prevedere penali automatiche da applicare in caso di dati consuntivi inferiori ai dati di pre-consuntivo, con una soglia di tolleranza che si reputa ragionevole fissare al 5%.

Spunti per la consultazione

S6. Osservazioni in merito alle ipotesi di compensazione del *lag* regolatorio nel riconoscimento degli investimenti.

11. Tipologie di cespiti e vite utili regolatorie

- 11.1 Nel documento 335/2015/R/EEL l'Autorità, in ottica di semplificazione amministrativa, ha ipotizzato una riduzione del numero di tipologie di cespiti e ha ritenuto opportuno valutare la possibilità di rivedere le vite utili da assumere ai fini regolatori.
- 11.2 Rispetto alle ipotesi di accorpamento delle tipologie è stata segnalata l'esigenza di approfondire le logiche di accorpamento.
- 11.3 Con riferimento all'allungamento delle vite utili i soggetti che hanno partecipato alla consultazione si sono, in linea generale, dichiarati contrari alle ipotesi di allungamento.
- 11.4 L'allungamento della vita utile dei cespiti non risulterebbe fondata, secondo alcuni soggetti, su valutazioni di tipo tecnico, o quanto meno richiederebbe specifici approfondimenti, e produrrebbe una discontinuità finanziaria con il periodo regolatorio precedente.
- 11.5 Alcuni soggetti hanno evidenziato che l'ipotizzata estensione della durata della vita utile regolatoria, specialmente per quei beni che in ragione del loro elevato contenuto tecnologico sono sottoposti a processi di obsolescenza molto più rapidi rispetto a quelli intercettati dalle vite utili regolatorie, potrebbe rappresentare un elemento di ostacolo all'innovazione e all'introduzione di tecnologie all'avanguardia (es. modernizzazione delle reti in logica *smart grid*), causando un rallentamento nella trasformazione del ruolo dei distributori all'interno del nuovo modello del sistema elettrico europeo.
- 11.6 Un soggetto ha segnalato che per alcune tipologie di cespiti non si sarebbero registrati salti tecnologici tali da giustificare il prolungamento delle vite utili.
- 11.7 In esito alla consultazione l'Autorità, per il *NPRI*, intende valutare la possibilità di accorpamento limitata ad alcune tipologie di cespiti, quali attrezzature, mezzi di trasporto, mobili arredi e macchine d'ufficio, in relazione alle quali, in ragione della sostituibilità di tali cespiti con prestazioni di servizio (per esempio, nel caso dei mezzi di trasporto l'impresa può scegliere tra l'acquisto dei mezzi e il noleggio), emerge l'esigenza di un approccio coerente con quello

adottato per la determinazione del costo operativo riconosciuto, al fine di evitare distorsioni nelle scelte delle imprese. L'attuale approccio regolatorio potrebbe infatti portare a preferire scelte di tipo *make*, per le quali è previsto un riconoscimento individuale dei costi per singola impresa.

- 11.8 In relazione alla revisione delle vite utili, seguendo gran parte di quanto è emerso in consultazione, l'Autorità è orientata ad adottare un approccio più selettivo rispetto a quanto indicato nel documento 335/2015/R/EEL.
- 11.9 In particolare l'Autorità ritiene opportuno non modificare le vite utili delle tipologie di cespiti che più dovrebbero essere interessate dai processi di innovazione in logica *smart grid*.
- 11.10 Per le tipologie di cespiti relative a stazioni elettriche e cabine primarie, linee di alta e altissima tensione, linee di media e bassa tensione, prese utenti, cabine secondarie, sezioni MT e centri satellite, trasformatori cabine secondarie, l'Autorità è orientata a escludere i cespiti trattati parametricamente (investimenti ante 2004 per il servizio di trasmissione e investimenti ante 2008 per le reti in media e bassa tensione del servizio di distribuzione) che corrispondono ai cespiti con maggiore anzianità. Per i restanti cespiti appartenenti a tali tipologie l'Autorità è orientata a confermare l'ipotesi di allungamento delle vite utili secondo quanto prospettato nel documento 335/2015/R/EEL. L'Autorità ritiene che dalla consultazione non siano emerse valutazioni di tipo tecnico che possano giustificare modifiche dell'orientamento iniziale⁴.
- 11.11 Nella prospettiva dell'investitore si ritiene, in linea generale, che in presenza di un tasso di remunerazione del capitale investito adeguato a riflettere il costo del capitale, le scelte sulla vita utile regolatoria risultino neutrali, non modificandosi il livello del valore attuale netto dei flussi tariffari attesi.

⁴ Nel rapporto del dicembre 2010 – *The economic lives of energy network assets* preparato dalle società di consulenza Cambridge Economic Policy Associates Ltd, Sinclair Knight Merz (SKM) e GL Noble Denton vengono raccomandate vite utili in un *range* tra 45 e 55 anni sia per il servizio di distribuzione, sia per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica. Nel medesimo rapporto si segnala che le vite utili medie (ponderate) degli *asset* più recenti sono rispettivamente di 54 anni per la trasmissione e 73 anni per la distribuzione.

Spunti per la consultazione

- S7. Osservazioni sull'ipotesi di accorpamento delle tipologie di cespiti.
- S8. Osservazioni sull'ipotesi di allungamento delle vite utili.

12. Trattamento dei contributi

- 12.1 L'Autorità intende confermare l'orientamento di 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 delle quote già degradate, 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.
- 12.2 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.
- 12.3 Inoltre, al fine di incentivare i gestori di rete ad ottenere l'erogazione di contributi pubblici per il finanziamento delle opere infrastrutturali, l'Autorità nel documento 335/2015/R/EEL ha ipotizzato di prevedere che, ai soli fini della determinazione degli ammortamenti riconosciuti in relazione al valore dei cespiti, per i primi 3/5 anni non sia portata in deduzione una quota pari al 50% della quota di ammortamento del contributo percepito.
- 12.4 Nell'ambito della consultazione, il gestore del sistema di trasmissione ha segnalato che l'ipotesi non è sufficientemente incentivante.
- 12.5 Rispetto a tale osservazione l'Autorità ritiene, che il livello dell'incentivo ipotizzato sia in linea generale adeguato a contemperare l'esigenza di trasferire ai consumatori elettrici eventuali benefici derivanti dall'ottenimento del contributo e di mantenere contestualmente l'interesse del gestore a percepire detti contributi.
- 12.6 Sul piano applicativo, al fine di definire una regola generale che dia lo stesso livello di incentivo al variare del periodo di degrado dei

contributi tra servizi regolati, l'Autorità ritiene opportuno fissare la quota massima del valore del contributo che non viene portata in diminuzione delle quote di ammortamento. In particolare sembra appropriato un livello di tale quota pari a circa il 10%.

- 12.7 Il numero di anni in cui la quota di degrado del contributo non viene portata in diminuzione delle quote di ammortamento dei cespiti varia in funzione dell'aliquota di degrado dei contributi. A titolo di esempio, nell'ipotesi che la quota massima del valore del contributo che non viene portata in diminuzione delle quote di ammortamento dei cespiti sia pari al 10% e l'aliquota di degrado dei contributi sia pari a 2,5%, l'impresa beneficia del meccanismo per quattro anni.

13. Capitale circolante netto

- 13.1 L'Autorità intende confermare la determinazione convenzionale del capitale circolante netto.
- 13.2 Nell'ambito della consultazione, è emersa una preferenza per l'opzione di quantificazione parametrica pari all'1% del valore complessivo delle immobilizzazioni nette. Tuttavia, dalle analisi dei dati richiesti ai principali gestori di rete, è emerso che le esigenze di finanziamento del ciclo operativo sono molto più contenute rispetto a quanto proposto in consultazione.
- 13.3 Pertanto, l'Autorità intende confermare l'orientamento di determinare il capitale circolante netto in via parametrica in funzione del valore delle immobilizzazioni nette (escluse le immobilizzazioni in corso esistenti alla medesima data), prevedendo tuttavia l'applicazione di una percentuale inferiore rispetto a quella applicata nei precedenti periodi di regolazione. L'Autorità ritiene congruo un valore pari al massimo allo 0,2%.

Spunti per la consultazione

- S9.** Osservazioni in merito a criteri per il trattamento dei contributi e del capitale circolante netto.

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

Parametro β

- 14.1 Sulla base dell'impostazione definita nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 597/2014/R/COM, la determinazione del livello del parametro β è effettuata in occasione delle revisioni tariffarie periodiche per i singoli servizi dei settori elettrico e gas, sulla base di metodi omogenei, da applicare per tutti i servizi, individuati nell'ambito del procedimento avviato con la medesima deliberazione 597/2014/R/COM.
- 14.2 Gli orientamenti finali per l'individuazione dei metodi da applicare per la stima del parametro β sono riportati nel documento 509/2015/R/COM.
- 14.3 Come indicato nel paragrafo 6.39 del documento 509/2015/R/COM, la fissazione del parametro β implica alcune valutazioni di coerenza che non consentono di rendere completamente meccanicistico il processo di stima. Nel processo di stima l'Autorità è orientata a fare riferimento a:
 - a) dati relativi a imprese dell'area euro operanti in paesi con *rating* elevato (almeno AA, secondo la classificazione S&P);
 - b) dati storici giornalieri relativi a orizzonti temporali almeno biennali;
 - c) dati relative a imprese quotate che svolgano attività regolate nei settori di interesse, ancorché in modo non esclusivo;
 - d) stimare le relazioni tra β *levered* e β *unlevered* mediante la formula di Modigliani-Miller in una versione semplificata che non considera il β del debito, in continuità di metodo con i precedenti periodi regolatori.
- 14.4 In relazione alle ipotesi di introdurre menù di regolazione caratterizzati da un diverso grado di rischio volume e da diversi livelli dei tassi di rendimento sul capitale investito, il livello base. In tale prospettiva di evoluzione del contesto regolatorio secondo principi di commisurazione rischi-rendimenti risulta opportuno stimare un livello base del parametro β associato a esposizioni contenute al rischio domanda.
- 14.5 Sulla base delle indicazioni di metodo richiamate nel paragrafo 6.38 del documento 509/2015/R/COM l'Autorità ha proceduto all'individuazione del campione di imprese da utilizzare per la stima

del parametro β , selezionando imprese quotate che svolgano servizi regolati del settore elettrico nei paesi individuati ai fini della stima del tasso di rendimento delle attività prive di rischio e del *total market return*.

- 14.6 Per tale campione di imprese sono stati calcolati il β rispetto a indici nazionali e rispetto all'Eurostoxx 600 su orizzonti biennali e quinquennali, al fine di verificare la robustezza della stima. Tali risultati relativi a tale campione sono poi stati confrontati con stime del parametro β relative a imprese attive in altri paesi europei e con stime del medesimo parametro relative a imprese italiane del settore elettrico.
- 14.7 Sulla base di tali osservazioni l'Autorità ritiene plausibili un *range* di valori del $\beta_{unlevered}$ compreso tra 0,33 e 0,35 per il servizio di trasmissione e compreso tra 0,36 e 0,39 per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Rapporto D/E

- 14.8 Nel documento 509/2015/R/COM l'Autorità ha prospettato l'ipotesi di adottare un approccio graduale per il riallineamento dei livelli di *gearing* a quelli adottati dagli altri regolatori europei, che risulta compreso in un range tra 0,5 e 0,65.
- 14.9 In particolare l'ipotesi delineata nel richiamato documento 509/2015/R/COM prevede che per il primo biennio (2016-2017) del periodo regolatorio del tasso di remunerazione (2016-2017) i livelli di *gearing* non siano modificati rispetto a quelli correnti e che il riallineamento sia effettuato in occasione dei due aggiornamenti biennali infra-periodo di regolazione del tasso, vale a dire per i bienni 2018-2019 e 2020-2021.

Spunti per la consultazione

S10. Osservazioni in merito ai criteri per la fissazione del parametro β .

Sezione 2 Costi di capitale: specificità relative al servizio di trasmissione

15. Determinazione e aggiornamento del capitale investito riconosciuto

- 15.1 Ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto per l'attività di trasmissione, l'Autorità intende confermare le ipotesi del documento 335/2015/R/EEL (cfr. Capitolo 17), che prevedono una sostanziale conferma dei criteri di regolazione vigenti nel presente periodo di regolazione, ed in particolare:
- a) l'applicazione del criterio del costo storico rivalutato;
 - b) la ricostruzione parametrica degli investimenti netti antecedenti l'anno 2004, in coerenza con i criteri adottati con la deliberazione ARG/elt 199/11.
- 15.2 Pertanto, il valore del capitale investito netto riconosciuto al 31 dicembre 2015 relativo all'attività 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;
 - v. investimenti di preconsuntivo relativi all'anno 2015;
 - b) immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2015;
 - c) capitale circolante netto al 31 dicembre 2015;
 - d) poste rettificative al 31 dicembre 2015.

Determinazione delle immobilizzazioni nette

- 15.3 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 antecedentemente 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 ARG/elt 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*, procedendo, in un'ottica di semplificazione amministrativa, ad un accorpamento dei cespiti sulla base di quanto proposto nel Capitolo 11, salvaguardando in ogni caso l'entità dei fondi di ammortamento.
- 15.4 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 orientamenti già esposti in merito alle 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*, sulla base delle categorie di cespiti proposte nel Capitolo 11.
- 15.5 In relazione al procedimento avviato con deliberazione 22 gennaio 2015, 11/2015/R/EEL per la valorizzazione delle reti elettriche di proprietà della società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A. (di seguito: *FSI*) oggetto di inserimento nell'ambito della *RTN* e potenziale acquisizione da parte del gestore del sistema di trasmissione, l'Autorità con deliberazione 29 ottobre 2015, 517/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 517/2015/R/EEL), ha inoltre previsto che:
- a) il riconoscimento tariffario della remunerazione del capitale investito netto relativo a tali suddetti *asset*, nonché delle relative quote di ammortamento, avvenga successivamente al perfezionamento dell'acquisizione dei suddetti beni da parte del gestore del sistema di trasmissione nazionale, secondo le tempistiche della regolazione vigente all'atto della finalizzazione dell'acquisto degli *asset*;
- b) il capitale investito riconosciuto relativo alle suddette reti sia determinato in applicazione del generale criterio del costo storico rivalutato, ma nel limite massimo dell'utilità di tali reti per il sistema.

Determinazione delle immobilizzazioni in corso

- 15.6 L'Autorità è orientata a confermare l'ipotesi di escludere le immobilizzazioni in corso dal valore del *CIR* relativo all'attività di

trasmissione, ferma restando la possibilità per le imprese regolate di capitalizzare gli eventuali interessi passivi in corso d'opera, che potranno essere riconosciuti in tariffa ad integrazione del relativo incremento patrimoniale, in via parametrica e nei limiti di quanto effettivamente capitalizzato dall'impresa.

- 15.7 Con riferimento alla valorizzazione degli eventuali interessi passivi in corso d'opera (*IPCO*), il gestore del sistema di trasmissione ha evidenziato come l'ipotesi dell'Autorità non sia sufficiente a coprire interamente il costo di remunerazione del capitale in quanto non considera la parte di costo relativa all'*equity*, e propone di utilizzare, in luogo del costo del debito, un tasso pari al *WACC*.
- 15.8 Al riguardo, l'Autorità intende confermare il riconoscimento degli *IPCO* entro un limite predeterminato e, al fine di fornire un incentivo alla minimizzazione di tali oneri, ipotizza che detto limite venga fissato con riferimento al costo del debito determinato in esito al procedimento avviato con deliberazione 597/2014/R/COM.
- 15.9 Al fine di garantire gradualità nell'applicazione del nuovo criterio di riconoscimento dei costi di capitale, si ritiene comunque opportuno introdurre una clausola di salvaguardia, riconoscendo, nel periodo *NPRI*, la remunerazione esclusivamente con riferimento alle immobilizzazioni in corso iscritte a bilancio al 31 dicembre 2015, fino all'entrata in esercizio dei relativi cespiti. Con riferimento a tali investimenti, al fine di evitare il doppio riconoscimento dei medesimi costi, non potranno essere inclusi nel calcolo dell'attivo immobilizzato netto i relativi eventuali oneri finanziari capitalizzati.

Poste rettificative

- 15.10 Coerentemente con quanto proposto nel documento 335/2015/R/EEL, ai fini del calcolo del *CIR* relativo al servizio di trasmissione per l'anno 2016, l'Autorità intende considerare come poste rettificative del capitale investito riconosciuto i seguenti elementi:
- 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, n. 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;
 - d) eventuali accantonamenti per la copertura di oneri compensativi per la realizzazione delle infrastrutture non ancora erogati ai soggetti beneficiari.

- 15.11 Con riferimento alle poste rettificative di cui alla precedente lettera c), l'Autorità si riserva di effettuare ulteriori approfondimenti sulle modalità di trattamento contabile e regolatorio.

Criteria per gli aggiornamenti annuali del capitale investito riconosciuto

- 15.12 Ai fini dell'aggiornamento dei *CIR* nel corso di *NPRI*, l'Autorità, in coerenza con quanto proposto nel documento 335/2015/R/EEL, intende procedere in una logica di sostanziale continuità con i precedenti periodi regolatori, fatto salvo quanto previsto in relazione agli investimenti dell'anno *t-1*, riconosciuti per il primo anno sulla base dei dati pre-consuntivi. In particolare:
- a) con riferimento agli investimenti antecedenti l'anno 2004, si conferma il sentiero di degrado parametrico in funzione di ammortamenti e dismissioni (vedi Capitolo 9 dell'appendice A2 della relazione AIR alla deliberazione ARG/elt 199/11);
 - b) con riferimento agli investimenti a partire dal 2004, si conferma l'aggiornamento puntuale del *CIR* per tener conto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, incremento del fondo ammortamento economico-tecnico dei cespiti e completamento della vita utile standard dei cespiti.
- 15.13 Ai fini dell'aggiornamento del valore del capitale investito riconosciuto in caso di acquisizione di nuove porzioni di rete, in un'ottica di semplificazione, l'Autorità intende confermare l'orientamento di adottare sentieri di degrado parametrici in analogia con quella adottata per gli incrementi patrimoniali antecedenti l'anno 2004 (e con quanto già disposto con deliberazione 517/2015/R/EEL), monitorando al contempo le dismissioni effettive al fine di verificare la congruità del tasso di dismissione parametrico adottato nelle soluzioni di tipo parametrico.
- 15.14 Inoltre, in un'ottica di stimolo all'innovazione e alla sostituzione delle infrastrutture elettriche con maggiore anzianità di posa e pertanto caratterizzate da un maggior grado di obsolescenza, l'Autorità ritiene opportuno considerare, ai fini dell'aggiornamento del capitale investito riconosciuto, le nuove vite utili di cui al precedente Capitolo 11 esclusivamente con riferimento agli investimenti realizzati a decorrere dall'anno 2004, salvaguardando pertanto il sentiero di degrado degli investimenti antecedenti l'anno 2004 già definito con deliberazione ARG/elt 199/11.

Spunti per la consultazione

S11. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento del capitale investito riconosciuto per il servizio di trasmissione.

16. Determinazione e aggiornamento degli ammortamenti

Livelli tariffari iniziali

- 16.1 Ai fini della determinazione dell'ammortamento da riconoscere in tariffa per l'anno 2016, l'Autorità intende confermare, in un'ottica di sostanziale continuità con il *VPR*, l'ipotesi che prevede:
- a) con riferimento agli incrementi patrimoniali fino al 2003, la determinazione di un ammortamento in via parametrica (cfr. Capitolo 9 dell'Appendice A2 della relazione AIR della deliberazione ARG/elt 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.
- 16.2 L'ammortamento riconosciuto è incrementato per la quota annuale di ammortamento relativa al cd. "fondo pensione elettrici".
- 16.3 Inoltre, in coerenza con quanto proposto al precedente paragrafo 12.1, lettera b), l'Autorità intende sottrarre dalla quota di ammortamento riconosciuta la corrispondente quota di ammortamento relativa ai contributi.
- 16.4 Infine, in coerenza con quanto proposto al precedente paragrafo 15.14, l'Autorità ritiene opportuno applicare le nuove vite utili di cui al precedente Capitolo 11 esclusivamente con riferimento agli investimenti realizzati a decorrere dall'anno 2004.

Aggiornamento annuale

- 16.5 Ai fini dell'aggiornamento annuale dell'ammortamento riconosciuto ai fini tariffari, l'Autorità intende procedere in sostanziale continuità con i precedenti periodi regolatori, considerando i medesimi criteri di aggiornamento previsti per il capitale investito riconosciuto, ed in particolare:
- a) con riferimento agli incrementi patrimoniali fino al 2003, l'aggiornamento dell'ammortamento in via parametrica sulla base del sentiero di ammortamento stabilito nel *VPR* (cfr. Capitolo 9 dell'Appendice A2 della relazione AIR della deliberazione

- ARG/elt 199/11), tenendo opportunamente conto della variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi;
- b) con riferimento agli incrementi patrimoniali entrati in esercizio a partire dal 2004, la determinazione puntuale dell'ammortamento riconosciuto, tenendo conto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, del completamento della vita utile dei cespiti, nonché della variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi.

Spunti per la consultazione

S12. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione e aggiornamento degli ammortamenti per il servizio di trasmissione.

Sezione 3 Costi di capitale: specificità relative al servizio di distribuzione

17. Determinazione e aggiornamento del capitale investito riconosciuto

Introduzione

- 17.1 Come evidenziato al capitolo 20 del documento 335/2015/R/EEL, 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.
- 17.2 Nell'ambito della consultazione alcuni soggetti hanno segnalato l'esigenza di mantenere logiche di riconoscimento individuale dei costi anche per le imprese di piccole dimensioni.
- 17.3 Rispetto a tali osservazioni è opportuno ricordare che, secondo i principi generali stabiliti dalla legge n. 481/1995 per la determinazione delle tariffe, l'Autorità, pur tenendo conto

dell'equilibrio economico-finanziario delle imprese, deve assicurare l'efficienza del servizio. Il trasferimento in tariffa di inefficienze legate alla dimensione delle imprese sarebbe pertanto contrario a tale principio.

- 17.4 In relazione a tale aspetto, l'Autorità intende pertanto confermare l'ipotesi di introduzione di 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, sempre nella prospettiva di favorire aggregazioni tra le imprese di piccole dimensioni.
- 17.5 In particolare, l'Autorità conferma il proprio orientamento verso la definizione di:
- a) un regime di calcolo puntuale, fondato sui dati propri di ciascuna impresa, con modalità del tutto analoghe a quelle previste nel *VPR*, da applicare alle imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo;
 - b) 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, secondo quanto illustrato al successivo paragrafo 17.18.
- 17.6 In relazione alle imprese di cui alla lettera b) del precedente paragrafo, l'Autorità conferma l'orientamento riportato al capitolo 25 del documento 335/2015/R/EEL, prevedendo 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, confermando l'ipotesi di accesso prioritario a tale regime di calcolo puntuale alle imprese che hanno già ottenuto il riconoscimento della perequazione specifica aziendale.
- 17.7 In relazione a tale aspetto, l'Autorità intende altresì confermare, per le imprese che eserciteranno l'opzione di determinazione individuale, la partecipazione a meccanismi di 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 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11, di seguito: 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).
- 17.8 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).
- 17.9 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.
- 17.10 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.

Criteria generali per la determinazione del capitale investito netto riconosciuto

- 17.11 In linea generale, ai fini della determinazione del capitale investito netto riconosciuto, l'Autorità intende confermare le ipotesi del documento 335/2015/R/EEL, che prevedono la sostanziale conferma dei criteri di regolazione vigenti nel VPR, ed in particolare:
- a) l'applicazione del criterio del costo storico rivalutato;
- b) la ricostruzione parametrica degli investimenti netti in reti di distribuzione in media e bassa tensione, entrate in esercizio fino al 31 dicembre 2007, in coerenza con i criteri adottati con la deliberazione ARG/elt 199/11
- 17.12 Ai fini della determinazione del capitale netto riconosciuto ai fini tariffari, in coerenza con le scelte effettuate ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti, illustrate al precedente paragrafo 8.11, l'Autorità intende far riferimento al complesso degli

investimenti in infrastrutture di rete e degli investimenti in immobilizzazioni relative al servizio di commercializzazione della distribuzione (*cot*).

- 17.13 Laddove non diversamente precisato, nel seguito del capitolo, ai fini del calcolo del capitale investito netto si farà pertanto riferimento al complesso degli investimenti relativi al servizio di distribuzione, inclusi gli investimenti in immobilizzazioni relative al servizio di commercializzazione.
- 17.14 Il valore del capitale investito netto riconosciuto, relativo al servizio di distribuzione al 31 dicembre 2015, da utilizzare ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali (anno 2016), risulta composto dalle seguenti voci:
- a) immobilizzazioni 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});
 - vi. immobilizzazioni immateriali (sotto perimetro IMM);
 - b) incrementi patrimoniali di preconsuntivo relativi all'anno 2015;
 - c) contributi percepiti negli anni 2007-2014;
 - d) immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2015 (LIC);
 - e) capitale circolante netto al 31 dicembre 2015;
 - f) poste rettificative al 31 dicembre 2015.

Poste rettificative

- 17.15 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 *VPR*. In particolare si intende considerare come poste rettificative del capitale investito i seguenti due elementi:
- 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, n. 488;

- b) 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.

Determinazione del valore delle immobilizzazioni nette nel regime di calcolo individuale

- 17.16 Ai fini della determinazione del valore delle immobilizzazioni nette per le imprese che accedono al regime di determinazione individuale, l’Autorità intende confermare le modalità di determinazione adottate nel VPR, fatto salvo quanto ipotizzato nel capitolo 11 in tema di accorpamento di tipologie di cespiti.
- 17.17 In particolare, al fine di rendere neutrale la regolazione rispetto alle scelte *make or buy* delle imprese, l’Autorità intende valutare, con riferimento all’attività di distribuzione, l’ipotesi di prevedere per le tipologie di cespiti individuate al paragrafo 11.7, oltre all’accorpamento in un’unica classe, anche un riconoscimento dei costi sulla base dei dati medi di settore, istituendo una tipologia di cespiti “centralizzati”, in analogia a quanto previsto per il servizio di distribuzione del gas.

Determinazione del valore delle immobilizzazioni nette nel regime di calcolo parametrico

- 17.18 Ai fini della determinazione del valore delle immobilizzazioni nette per le imprese che non accedono al regime di determinazione individuale descritto sopra, l’Autorità, in coerenza con le proposte contenute nel documento 335/2015/R/EEL, intende procedere alla determinazione del capitale investito riconosciuto con logiche parametriche, basate sul valore aggregato degli investimenti effettuati dalle imprese di dimensioni-medio piccole, definendo corrispettivi unitari per punto di prelievo servito.
- 17.19 Al fine della determinazione dei corrispettivi unitari per punto di prelievo servito l’Autorità, in coerenza con quanto prospettato nel medesimo documento 335/2015/R/EEL, è orientata a identificare classi omogenee di imprese in funzione della densità dell’utenza servita (in linea di massima calcolata come rapporto tra numero di utenti serviti per km di rete) e calcolare per ciascuna di esse un costo medio efficiente per punto di prelievo servito.

- 17.20 Ai fini del calcolo del costo medio efficiente l'Autorità intende tener conto dei livelli di costo riconosciuto perequato, come calcolato sulla base della regolazione del VPR e valutare l'ipotesi di introdurre logiche semplificate analoghe a quelle adottate nel secondo periodo di regolazione per il meccanismo di integrazione dei ricavi in vigore per imprese che servissero meno di 5.000 punti di prelievo, con l'obiettivo di assicurare l'equilibrio economico-finanziario alle imprese che gestiscano in modo efficiente il servizio.

Aggiornamenti annuali del capitale investito riconosciuto

- 17.21 L'Autorità intende procedere all'aggiornamento del capitale investito netto con criteri e modalità del tutto analoghe a quelle stabilite per il VPR, prevedendo che l'aggiornamento sia effettuato sulla base dei dati di investimento delle singole imprese, nel caso di applicazione del regime di calcolo individuale, ovvero sulla base dei dati di investimento aggregati relativi alle imprese di minori dimensioni alle quali si applica il regime di calcolo parametrico.

Spunti per la consultazione

- S13.** Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei livelli iniziali del capitale investito riconosciuto per il servizio di distribuzione.
- S14.** Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento del capitale investito riconosciuto per il servizio di distribuzione.

18. Determinazione e aggiornamento degli ammortamenti

Livelli tariffari iniziali

- 18.1 In linea generale, ai fini della determinazione dell'ammortamento da riconoscere in tariffa per l'anno 2016, l'Autorità intende confermare l'approccio adottato nel VPR, 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 ARG/elt 199/11;

- b) con riferimento agli altri investimenti, 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.
- 18.2 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, in coerenza con le modalità di trattamento dei contributi ai fini tariffari introdotte con la deliberazione 19 dicembre 2013, 607/2013/R/EEL.
- 18.3 Nel caso delle imprese che accedono al regime di calcolo puntuale, gli ammortamenti sono determinati sulla base degli investimenti e della vita residua dei cespiti propri di ciascuna impresa.
- 18.4 Nel caso delle imprese che accedono al regime di calcolo parametrico, gli ammortamenti sono determinati sulla base del valore aggregato degli investimenti e di una vita residua media dei cespiti calcolata con riferimento al complesso degli investimenti delle imprese che accedono a detto regime parametrico

Aggiornamento annuale

- 18.5 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, prevedendo che l'aggiornamento sia effettuato sulla base dei dati di investimento delle singole imprese, nel caso di applicazione del regime di calcolo individuale, ovvero sulla base dei dati di investimento aggregati relativi alle imprese di minori dimensioni alle quali si applica il regime di calcolo parametrico.

Spunti per la consultazione

S15. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione e aggiornamento degli ammortamenti per il servizio di distribuzione.

Sezione 4 Costi di capitale per il servizio di misura

19. 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)

- 19.1 Con riferimento al servizio di misura relativo a punti di prelievo in altissima, alta e media tensione nel *NPR*, l'Autorità nel documento 335/2015/R/EEL si è orientata a confermare le modalità di riconoscimento dei costi di capitale adottate nel *VPR*, basate sul costo storico rivalutato medio nazionale.
- 19.2 In linea generale tali orientamenti sono stati condivisi nell'ambito della consultazione e pertanto l'Autorità è orientata a confermarli.

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

- 20.1 Nel documento 335/2015/R/EEL, con riferimento alle modalità di riconoscimento dei costi di capitale relativi a misuratori elettronici di bassa tensione, l'Autorità ha ipotizzato di riconoscere costi di capitale basati sugli investimenti 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 (ossia in grado di erogare un adeguato livello di servizio).
- 20.2 Rispetto a tali orientamenti in sede di consultazione è risultata in linea generale condivisa l'ipotesi di determinare il costo riconosciuto in modo puntuale sulla base degli investimenti effettivamente realizzati dalle singole imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo, mentre un soggetto ha espresso contrarietà rispetto all'ipotesi formulata con riferimento alle imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo. Tale ipotesi non intercetterebbe le differenze legate alle tempistiche di realizzazione del programma di installazione dei misuratori elettronici rispetto alla media considerata come *standard*.
- 20.3 L'Autorità è orientata a confermare i propri orientamenti iniziali. Per quanto riguarda la soluzione parametrica prospettata nel documento

335/2015/R/EEL per le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo l’Autorità ritiene che la prospettata differenziazione dei riconoscimenti in funzione di una vetustà calcolata in funzione delle scadenze previste dalle *Direttive per l’installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la telegestione per i punti di prelievo in bassa tensione* (di seguito: *Direttive smart meter*), tenendo in qualche misura in considerazione un certo *lag* rispetto alle scadenze previste, comunque non superiore a quanto previsto per le imprese cooperative ai sensi del TICOOP⁵. Tale differenziazione è proprio destinata a riflettere le diverse tempistiche di implementazione del piano di installazione dei misuratori elettronici delle imprese di dimensione medio-piccola rispetto alla media nazionale.

- 20.4 Resta confermato l’orientamento espresso nel documento 335/2015/R/EEL di mantenere 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 delle *Direttive smart meter*⁶ fino al 2027, secondo le medesime modalità già adottate nel VPR.

Riconoscimento degli investimenti in sistemi di telegestione

- 20.5 Nel documento 335/2015/R/EEL l’Autorità ha indicato la possibilità di prevedere che gli incrementi patrimoniali relativi a sistemi di telegestione entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2015, che includono sia i sistemi centrali sia 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.
- 20.6 Rispetto a tale ipotesi un soggetto ha segnalato che una soluzione di tipo parametrico fondata su medie di settore non sarebbe in grado di cogliere le specificità delle singole imprese che hanno proceduto alla realizzazione dei sistemi di telegestione in tempi differenti.
- 20.7 In merito l’Autorità ritiene opportuno confermare l’approccio di tipo parametrico, in coerenza anche con quanto previsto, in prospettiva, per il servizio di distribuzione del gas. L’Autorità ritiene che l’adozione di soluzioni fondate sui costi delle singole imprese potrebbe portare a soluzioni non efficienti, con aggravio di oneri non giustificati per i

⁵ Il TICOOP è l’Allegato A alla deliberazione 16 febbraio 2012, 46/2012/R/EEL, come successivamente modificata e integrata.

⁶ Le Direttive sono state in ultimo modificate con la deliberazione dell’Autorità 14 luglio 2010, ARG/elt 106/10.

clienti del servizio. L'adozione di riconoscimenti fondati su medie di settore, nell'opinione dell'Autorità, dovrebbe favorire scelte efficienti e spingere le imprese di dimensione più piccola a seguire soluzioni di *outsourcing*, ritenute più efficienti, considerate le economie di scala connesse alle funzioni di telegestione.

Investimenti diversi dai misuratori e dai sistemi di telegestione

- 20.8 Nel documento 335/2015/R/EEL, 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), l'Autorità si è espressa in favore di una semplificazione, che potrebbe essere attuata accorpando tali 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.
- 20.9 Nell'ambito della consultazione un soggetto ha segnalato che anche le altre immobilizzazioni materiali dovrebbero essere trattate in modo puntuale.
- 20.10 In merito l'Autorità ritiene opportuno procedere con l'ipotesi di accorpamento, in linea con quanto indicato nel capitolo 11 del presente documento, al fine di rendere neutrale la regolazione rispetto alle scelte *make or buy* delle imprese.

Spunti per la consultazione

S16. Osservazioni sui criteri generali per il riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di misura.

Riconoscimento degli investimenti in sistemi di smart metering di seconda generazione

- 20.11 Nel documento 335/2015/R/EEL l'Autorità ha manifestato il proprio orientamento a procedere ad analisi costi/benefici, di tipo multi-stadio, per valutare il *set* di funzionalità di cui dovranno disporre i sistemi di *smart metering* 2G. A tale proposito alcuni tra i soggetti che hanno partecipato alle consultazioni in tema di *smart metering* 2G (oltre al documento 335/2015/R/EEL, anche il documento 416/2015/R/EEL) hanno espresso la preoccupazione che un processo eccessivamente articolato di analisi costi/benefici possa ritardare i tempi necessari per la definizione dei requisiti di dettaglio e quindi per l'approvvigionamento dei nuovi contatori. In merito è opportuno sottolineare che il processo avviato dall'Autorità nel 2015 richiede

una partecipazione attiva dei distributori, *in primis* del principale distributore elettrico, degli operatori di mercato e, non meno importante, comporta valutazioni da condurre anche in coordinamento con l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (AGCOM).

- 20.12 Nel corso del 2016, secondo i dati a disposizione dell'Autorità, matureranno 15 anni di esercizio poco più di 120.000 contatori elettronici di prima generazione (1G) di bassa tensione di Enel Distribuzione (pari a circa lo 0,35% dei contatori 1G installati da Enel Distribuzione, inclusi quelli cessati). Tra il 2017 e il 2020, il fronte di contatori 1G che maturerà 15 anni di esercizio oscilla tra i 4,8 e i 6,7 milioni all'anno. È però da notare che è oggi installato e in esercizio un numero non trascurabile di contatori elettronici 1G installati dopo il piano di sostituzione massiva (che nel caso di Enel Distribuzione si è sostanzialmente completato nel 2006). Salvo casi sporadici, i contatori 1G delle altre imprese distributrici sono invece stati installati in maniera prevalente successivamente all'emanazione delle *Directive smart meter* (quindi a partire dal 2007).
- 20.13 Alla luce di queste considerazioni, e tenendo presente che il costo di sostituzione puntuale di un singolo contatore (al netto del costo del misuratore stesso) sulla base delle informazioni disponibili all'Autorità risulta essere significativamente più alto rispetto al costo di sostituzione tramite un piano massivo, l'Autorità sta valutando le possibili scelte regolatorie per incentivare i distributori ad adottare la strategia migliore di sostituzione, con l'obiettivo di bilanciare correttamente le esigenze di minimizzazione del costo complessivo di sostituzione con le considerazioni relative ai benefici che il sistema elettrico può trarre dalla tempestiva disponibilità di un parco misuratori rinnovato.
- 20.14 A tale scopo, l'Autorità conferma il proprio orientamento, già espresso nel documento 335/2015/R/EEL a considerare possibili forme di sperimentazione di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di *smart metering* 2G con un approccio orientato alla logica *totex*, sulla base di un piano dettagliato presentato dall'impresa distributtrice interessata e approvato *ex-ante* dall'Autorità, in modo da fornire un incentivo alla minimizzazione del costo complessivo, a vantaggio dei consumatori.
- 20.15 Tali sviluppi, per essere gestiti nel quadro di logiche *totex*, che comportano un certo grado di condivisione degli scenari di evoluzione del servizio in relazione a costi, funzionalità e tempistiche scontano la necessità per l'Autorità di poter disporre di informazioni di costo dettagliate e del completamento del procedimento per arrivare alla definizione di requisiti funzionali definitivi, anche in chiave *future*

proof, degli *smart meter* 2G, in linea con le ravvicinate tempistiche fissate dal decreto legislativo n. 102/2014 (articolo 9, comma 3). Tale obiettivo è confermato pur dovendo scontare le rilevanti complessità del progetto di regolazione che derivano dalla presenza di una pluralità di soggetti e portatori di interesse e responsabilità (come già segnalato al paragrafo 20.11) e nonostante l'orientamento espresso di applicare in via sperimentale l'innovativa logica *totex*, con i connessi aspetti metodologici e operativi.

- 20.16 Sul piano del riconoscimento dei costi di capitale, in un'ottica di rendere più stabili i livelli tariffari, intende valutare l'ipotesi di prevedere il riconoscimento di rate costanti a copertura di ammortamento e remunerazione del capitale per la durata di vita utile del cespite, calcolate secondo logiche finanziarie, in luogo dell'approccio di norma utilizzato che prevede il riconoscimento di rate decrescenti.

Spunti per la consultazione

S17. Osservazioni sulle ipotesi relative al riconoscimento degli investimenti in *smart meter* di seconda generazione.

PARTE V - PROMOZIONE SELETTIVA DEGLI INVESTIMENTI

21. Investimenti per evoluzione delle reti di distribuzione in “*Smart distribution systems*”: aree ad elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile

- 21.1 Con il documento 255/20115/R/EEL, l’Autorità ha illustrato i propri orientamenti iniziali in merito a possibili meccanismi di regolazione incentivante, di natura selettiva e *output based*, rivolti alle imprese di distribuzione dell’energia elettrica per adeguare le reti di distribuzione al rapido cambiamento di paradigma in corso nel settore elettrico, in attuazione degli obiettivi strategici OS.1 e OS.6 del *Quadro strategico dell’Autorità per il quadriennio 2015-2018*.
- 21.2 Partendo dalle risultanze dei progetti pilota *smart grid* avviati nel 2011, e analizzata l’interazione con le altre regolazioni che insistono sull’attività di distribuzione, nel documento 255/2015/R/EEL sono state identificate in particolare due funzionalità innovative degli *Smart Distribution Systems* su cui focalizzare possibili incentivazioni:
- a) osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti MT;
 - b) regolazione della tensione delle reti MT.
- 21.3 Tali funzionalità presentano livelli di complessità crescenti che necessitano, negli stadi più avanzati, il coinvolgimento degli utenti della rete, attraverso opportuni segnali di mercato, attualmente non disponibili per le risorse connesse alle reti di distribuzione. Dalle analisi relative ai costi e ai benefici delle funzionalità selezionate è emerso un potenziale beneficio netto derivante dallo sviluppo di queste funzionalità anche a minor livello di complessità, che possono essere realizzati dalle imprese distributrici in modo aperto e senza precludere il ruolo attivo che gli utenti della rete potranno svolgere, una volta definite le nuove regole dei mercati dei servizi di flessibilità, secondo le linee guida che stanno emergendo in sede europea. I meccanismi incentivanti proposti, basati su metriche oggettive (*output based*) e concentrati su aree elettriche prioritarie (*selettività*), hanno quindi la finalità di internalizzare a favore dell’impresa distributtrice parte del beneficio legato allo sviluppo di tali funzionalità, in una fase preliminare e complementare al coinvolgimento degli utenti della rete.
- 21.4 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno condiviso, in generale, la necessità di un approccio integrato allo sviluppo delle infrastrutture di distribuzione, che tenga conto dei possibili sviluppi futuri del mercato dei servizi di dispacciamento che permetteranno di

coinvolgere gli utenti sulla base di segnali di prezzo estesi alle risorse connesse alle reti di distribuzione. In tal senso l’Autorità ritiene che potranno coesistere, anche in futuro, un ruolo dell’impresa distributrice come facilitatore neutrale del mercato con particolare riferimento alle risorse non abilitate connesse alla propria rete e un ruolo del venditore (come utente del dispacciamento) o dell’aggregatore per la fornitura di servizi a condizioni di mercato per le risorse abilitate.

- 21.5 Il 28 settembre 2015 l’Autorità ha organizzato una giornata di studio sul tema *Smart distribution system*, in collaborazione con il Politecnico di Milano, per la discussione dei diversi contributi pervenuti.⁷ Successivamente sono stati tenuti incontri tecnici con i principali gestori di rete italiani. Alla luce degli approfondimenti condotti, l’Autorità conferma l’intenzione di accelerare l’implementazione di funzionalità avanzate in una prospettiva di evoluzione delle reti di distribuzione in *smart distribution system*, con le precisazioni di seguito indicate e comunque senza precludere sviluppi futuri che possano valorizzare, in logica di mercato, i comportamenti degli utenti di rete, intermediati da venditori e aggregatori, abilitati alla fornitura di servizi di dispacciamento.
- 21.6 Con riferimento alla prima delle funzionalità esaminate (*“osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti MT”*), alla luce delle risposte alla consultazione, sono state approfondite le possibili implementazioni in funzione delle necessità dell’operatore di sistema (Terna) in termini di tipologia di dati (previsionali, in tempo reale) e di accuratezza. In particolare, l’Autorità condivide l’esigenza, espressa da Terna, di migliorare la conoscenza dello stato delle risorse connesse alle reti di distribuzione, assicurando un buon grado di accuratezza di tali stime.
- 21.7 Un’opzione che potrebbe essere implementata con costi minimali e che potrebbe costituire un primo passo per lo sviluppo su larga scala di tale funzionalità potrebbe essere rappresentata dalla messa a disposizione al gestore del sistema di trasmissione nazionale in tempo reale (possibilmente ogni 20 secondi, o almeno ogni minuto), da parte del distributore, delle misure disponibili in cabina primaria (tensione di sbarra, corrente in tempo reale delle linee MT dedicate - almeno una per cabina primaria – che collegano esclusivamente un produttore puro a fonte rinnovabile, i cosiddetti impianti GDTEL). Da tali valori sarebbe possibile dedurre, conoscendo la lunghezza delle linee

⁷ I materiali della giornata di studio sono pubblicati sul sito internet dell’Autorità: www.autorita.energia.it/it/eventi/150928.htm

interessate e altri parametri elettrici, la misura di potenza attiva delle linee suddette, e quindi del generatore connesso; tale valore andrebbe ad aumentare le misure a disposizione di gestore del sistema di trasmissione nazionale, con misure relative anche alle macchine connesse alla rete di distribuzione. Tale implementazione potrebbe essere considerata come livello base (OSS-1) per la funzionalità di osservabilità e meritevole di un limitato incentivo.

- 21.8 Un livello più avanzato (OSS-2) richiederebbe stime accurate della produzione distribuita suddivisa per fonte (come indicato nella bozza di specifica presentata dal gestore del sistema di trasmissione nazionale e discussa nella giornata di studio del 28 settembre 2015), disaggregate a livello di cabina primaria e aggiornate in tempo reale (almeno ogni 20") e con un indice di accuratezza delle stime dell'ordine del +/-10%⁸. Tale requisito di accuratezza potrà essere ottenuto grazie all'integrazione in opportuni modelli di previsioni meteorologiche, dati storici di generazione convenzionale e carico, misure già disponibili al distributore e utilizzo di sensori installati in cabina primaria o in cabina secondaria dove sia già presente la comunicazione necessaria a raccogliere tale segnale.
- 21.9 La valorizzazione degli *output* in termini di incentivi per l'impresa distributrice è legata al beneficio che tali funzionalità possono apportare al sistema. Partendo dalle assunzioni riportate nell'analisi costi/benefici, cui si rimanda (in appendice D al documento 255/2015/R/EEL) e considerata una potenza di trasformazione di cabina primaria media, l'Autorità intende riconoscere un incentivo unitario (per MW di potenza efficiente installata della generazione a fonte rinnovabile sottesa in assetto di rete standard) per ogni cabina primaria in cui sia stato realizzato l'intervento, graduato secondo i due livelli OSS-1 e OSS-2 di complessità della funzionalità "*osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti MT*". L'incentivo unitario verrebbe determinato in modo da lasciare in capo alle imprese una quota compresa tra l' 8% e il 10% dei benefici netti stimati.⁹

⁸ Secondo analisi di Terna su una serie di impianti e tempi di campionamento diversi (da 4 secondi a 15 minuti). Con un campionamento ogni minuto l'indice di accuratezza della stima (differenza fra il valore dell'energia stimato dal sistema di controllo e quello misurato) è risultato omogeneo e inferiore al 5%. In ogni caso, il gestore del sistema di trasmissione nazionale ritiene che il campionamento ogni 20 secondi sia utile a seguire variazioni rapide di potenza (propedeutica alla futura regolazione secondaria).

⁹ È in corso la stima dei benefici della funzionalità al solo livello di complessità OSS-1. Con il 30% di aree prioritarie il costo stimato per l'implementazione del livello di complessità OSS-2 sarebbe di circa 13-15 milioni di euro a fronte di un beneficio netto pari a circa 31 milioni di euro totale sul periodo analizzato.

- 21.10 Per l'implementazione del livello OSS-2, l'Autorità intende riconoscere, contestualmente all'incentivo all'impresa distributrice, anche un incentivo al gestore del sistema di trasmissione nazionale, per creare meccanismi virtuosi di collaborazione e condivisione di dati fra gestori di rete, trasferendo al medesimo gestore del sistema di trasmissione nazionale, quale incentivo, il 2% dei benefici netti stimati. Come osservato anche dal gestore del sistema di trasmissione nazionale in risposta al documento 255/2015/R/EEL, infatti, la regolazione della tensione sulle reti di distribuzione non può prescindere dal coordinamento con quanto effettuato sulla rete di trasmissione. Per tale motivo, il riconoscimento al gestore del sistema di trasmissione nazionale dell'incentivo presuppone un ruolo più attivo dello stesso nel rapporto con i distributori ed è quindi subordinato alla messa a disposizione da parte del gestore del sistema di trasmissione nazionale almeno dei dati di tensione e potenza di corto circuito lato *RTN* al distributore¹⁰, oltre all'obbligo di rendere nota ogni anno la modalità di utilizzo dei dati forniti dal distributore per l'approvvigionamento dei servizi di riserva.
- 21.11 L'Autorità inoltre ritiene importante promuovere investimenti per la funzionalità "*Regolazione di tensione su reti MT*" esaminata nel documento 255/2015/R/EEL. I contributi forniti hanno confermato la validità, come ordine di grandezza, dei costi e dei benefici relativi all'implementazione di tale funzionalità sul territorio italiano; tale stima, ovviamente, non intende rappresentare la specificità e la complessità dello sviluppo di rete MT sotteso a ciascuna cabina primaria, bensì fornire valori medi di riferimento.
- 21.12 Requisito minimo per accedere all'incentivo da parte del distributore (funzionalità a livello REGV-1) potrebbe essere definito come l'effettivo utilizzo di un sistema di regolazione avanzato del variatore sotto-carico dei trasformatori AT/MT di cabina primaria e di algoritmi per la definizione in tempo reale della tensione ottimale di sbarra MT, che si dovranno basare almeno sui seguenti elementi:
- a) adeguata modellizzazione della rete di distribuzione in tempo reale (stato interruttori);
 - b) calcoli dei flussi di potenza in tempo reale e relative variabili (correnti, potenze attive e reattive, tensioni in modulo e fase);
 - c) utilizzo dei dati storici delle misure disponibili dai misuratori elettronici per la modellizzazione di immissioni e prelievi;

¹⁰ Le modalità di messa a disposizione dei dati saranno definite d'intesa tra i gestori di rete interessati.

- d) processamento delle misure in tempo reale disponibili in cabina primaria (tensione di sbarra e valore di corrente in partenza ad ogni linea);
 - e) stato di eventuale inibizione del variatore sotto-carico o altri vincoli determinati dalla rete di trasmissione.
- 21.13 La valorizzazione degli *output* in termini di incentivi per l'impresa distributrice è legata al beneficio che tali funzionalità possono apportare al sistema. Allo stato attuale della stima dei benefici medi di sistema e stanti le possibili diverse scelte tecniche utilizzabili per garantire la funzionalità di regolazione della tensione, l'Autorità intende riconoscere un incentivo all'impresa di distribuzione per la realizzazione della funzionalità che trasferisca alla medesima al massimo il 10% dei benefici netti stimati.¹¹
- 21.14 Nel corso del 2016 l'Autorità intende inoltre approfondire la possibilità di un incentivo più elevato in relazione a livelli di regolazione di tensione più avanzata (REGV-2, con coinvolgimento delle cabine secondarie per la regolazione di tensione o eventualmente attivazione della funzionalità di regolazione locale già prevista dalla norma tecniche CEI 0-16¹²), eventualmente anche affinando la regolazione in relazione agli specifici livelli di tensione e al numero e lunghezza delle linee con vincolo di tensione prevalente sottese alla cabina primaria. Ciò potrebbe comportare, nel corso del 2016, anche una revisione del valore dell'incentivo e delle stime relative.
- 21.15 Si conferma l'intenzione di indirizzare selettivamente le priorità di sviluppo; per semplificare l'onere amministrativo in capo ai soggetti regolati, per i livelli di funzionalità OSS-1, OSS-2 e REGV-1, si prevede di applicare il medesimo indicatore di priorità. In particolare, si ritiene importante includere fin da subito le reti già a forte penetrazione di generazione distribuita, considerando prioritarie le cabine primarie che presentano un transito di potenza dalla rete in media tensione alla rete in alta tensione (c.d. inversione di flusso) maggiore o uguale all'1% del tempo annuo di funzionamento¹³.

¹¹ Con il 30% di cabine primarie prioritarie il costo per l'implementazione della funzionalità innovativa sarebbe di circa 135 milioni di euro a fronte di un beneficio netto pari a circa 195 milioni di euro valutato per il periodo analizzato.

¹² Si veda il documento 255/2015/R/EEL, funzionalità 2, livelli 2.c e 2.d. L'attivazione della funzionalità 2.d deve essere coordinata con la regolazione dell'energia reattiva su cui l'Autorità intende completare all'inizio del 2016 il percorso già avviato con la deliberazione 180/2013/R/EEL.

¹³ Dal piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture di Enel Distribuzione nel 2014 il 32% delle cabine primarie della società ha avuto un'inversione superiore all'1% del tempo mensile di funzionamento.

- 21.16 Gli incentivi saranno erogati nel corso del *NPRI* (2016-2019) in esito a dichiarazioni delle imprese ad inizio dell'anno $t+1$ relative alle cabine primarie in cui siano attivate i livelli di funzionalità OSS-1, OSS-2 o REGV-1 nell'anno t , in occasione della consegna dei dati relativi alla qualità del servizio; data la possibilità di variazione nel tempo della valutazione di priorità, farà fede il dato relativo all'anno in cui viene attivata la funzionalità.
- 21.17 L'Autorità conferma che almeno per il *NPRI*, per tenere conto della caratteristica innovativa degli investimenti necessari per la realizzazione di *smart distribution system*, non saranno previste penalità. Eventuali livelli di incentivazione più elevati dovrebbero comportare, a giudizio dell'Autorità, anche l'attivazione di meccanismi di penalità che potrebbero essere introdotti nel secondo semiperiodo di regolazione, in maniera integrata nel modello *totex*.
- 21.18 L'Autorità intende effettuare controlli, anche ispettivi, sui dati forniti (inclusi la congruità delle dichiarazioni in merito alla priorità territoriale), nonché sull'effettivo utilizzo e sugli effettivi vantaggi ottenuti in termini di *hosting capacity* addizionale liberata grazie alla nuova funzionalità, e si riserva la possibilità di adeguare, anche in riduzione, i livelli di incentivo unitario qualora i primi sviluppi di *roll-out* generino risultati inferiori alle aspettative.
- 21.19 Il documento 255/2015/R/EEL conteneva anche una richiesta di proposte per l'avvio di ulteriori sperimentazioni in aree non ancora esplorate dai progetti pilota *smart grid* conclusi, quali ad esempio l'innovazione sulle reti di bassa tensione.
- 21.20 I rispondenti hanno evidenziato l'utilità delle sperimentazioni per testare soluzioni tecnologiche commercialmente disponibili ma non diffuse su larga scala; per tali sperimentazioni, da definire nel corso del periodo regolatorio, l'Autorità prevede di individuare opportune forme di incentivazione, non essendo ancora possibile identificare una metrica sufficientemente resiliente.
- 21.21 Per quanto concerne le sperimentazioni relative a soluzioni innovative nei sistemi elettrici integrati delle isole non interconnesse (escluse quelle di prossima interconnessione), l'Autorità conferma l'interesse a prevedere la selezione di un numero limitato di progetti pilota nell'ambito dell'attuazione degli obiettivi di progressiva copertura del fabbisogno di tali isole con produzione da fonte rinnovabile di cui al decreto legge "Destinazione Italia"¹⁴. Le modalità di remunerazione di

¹⁴ Articolo 1, comma 6-*octies*, del decreto-legge 23 dicembre 2013, n.145, convertito con modificazioni dalla legge di conversione 21 febbraio 2014, n. 9.

tali sperimentazioni verranno definite dall’Autorità tenendo conto anche delle modifiche nella remunerazione dei gestori del sistema isolano a seguito delle indicazioni del decreto legge n. 91/2014.

- 21.22 Ulteriori sperimentazioni potranno essere valutate nell’ambito dello sviluppo di progetti innovativi in ottica “*smart cities*”, come indicato nel successivo capitolo in relazione alle specifiche esigenze delle aree urbane ad alta densità abitativa.

22. Investimenti per evoluzione delle reti di distribuzione in “*Smart distribution systems*”: aree urbane

- 22.1 In risposta al documento 255/2015/R/EEL alcuni distributori operanti in aree urbane hanno confermato l’interesse verso le funzionalità di esercizio avanzato della rete MT,¹⁵ un aspetto che si ritiene già promosso dalla regolazione della qualità del servizio; non sono peraltro pervenute specifiche richieste di adeguamento di tale regolazione mirate in modo specifico a favorire soluzioni *smart* di esercizio avanzato della rete MT.

Rifacimento di colonne montanti obsolete nei condomini

- 22.2 Sono stati inoltre evidenziati aspetti particolari tipici delle reti urbane, quali le difficoltà nel potenziamento o sostituzione delle colonne montanti dei condomini, per obsolescenza tecnica o deterioramento da vetustà nei casi in cui i misuratori sono installati presso le abitazioni e quindi il tratto “verticale” tra la presa stradale e le singole abitazioni appartiene alla rete di distribuzione ma è collocato all’interno di una proprietà privata (normalmente, spazi comuni del condominio).
- 22.3 Tale tematica è emersa anche in risposta al documento 18 giugno 2015, 293/2015/R/EEL, di riforma delle tariffe di rete e dei corrispettivi a copertura degli oneri generali per i clienti domestici. In particolare, alcuni distributori ritengono che l’accoglimento di richieste di aumento di potenza (ad es. per installazione di pompe di calore), che potrebbero aumentare anche per effetto della riforma delle tariffe domestiche, rischia di essere rallentato per le inadeguate condizioni dei tratti di rete interni ai condomini (colonne montanti vetuste o di insufficiente capacità). È stato evidenziato in alcuni contributi pervenuti da imprese distributrici che anche piccoli aumenti

¹⁵ In particolare l’utilizzo di algoritmi per la realizzazione dell’esercizio avanzato della rete MT, come la riconfigurazione/parametrizzazione automatica dei sistemi di protezione e controllo della rete a valle di un cambio di assetto, specie per l’esercizio magliato, dove le funzioni standard di protezione risulterebbero inefficaci.

di potenza, o addirittura solo cambiamenti dell'utilizzo degli elettrodomestici e delle abitudini di consumo da parte di utenti già connessi,¹⁶ anche in assenza di richieste di aumento di potenza, potrebbero comportare l'inadeguatezza delle attuali colonne montanti, che sono state progettate con coefficienti di contemporaneità di utilizzo diversi da quelli previsti dalle norme tecniche nel caso di progettazione dei tratti verticali dell'impianto di utenza.¹⁷

- 22.4 Dalla consultazione è emerso che i motivi principali di difficoltà nel rifacimento delle colonne montanti risiederebbero nella difficoltà per l'impresa distributrice di ottenere le necessarie autorizzazioni da parte degli organi decisionali dei condomini, poiché il potenziamento dei montanti centralizzati comporta spesso anche lavori edili da parte del condominio.
- 22.5 Per facilitare la bonifica degli impianti montanti nella responsabilità del distributore, alcune imprese distributrici hanno sollecitato un intervento dell'Autorità, richiedendo l'attivazione di procedure dedicate e meccanismi incentivanti relativi all'adeguamento delle colonne montanti più vetuste. È comunque opportuno sottolineare che il distributore ha (già oggi) l'obbligo di provvedere ad adeguare e mantenere in efficienza gli impianti di propria proprietà, garantendone nel contempo l'esercizio in condizioni di sicurezza; in caso di mancata autorizzazione all'esecuzione dei lavori su propri tratti della propria rete ubicati in aree di proprietà dei condomini da parte dell'organo decisionale condominiale, il distributore può provvedere a installare sistemi di protezione dei propri impianti che possano comportare l'interruzione della fornitura, se la mancata effettuazione dei lavori sulle parti comuni può condurre a condizioni che non garantiscono la gestione in sicurezza della rete.
- 22.6 La vita utile delle colonne montanti (finora pari a 30 anni e prevista in aumento fino a 35 anni, vedi capitolo 11), peraltro, già fornisce un incentivo implicito all'adeguamento degli impianti di questa tipologia installati prima del 1980, o comunque ormai completamente ammortizzati. Per avere un'idea dell'entità del fenomeno, si consideri che le colonne montanti ritenute effettivamente obsolete in quanto installate in edifici costruiti prima del 1970 e nei quali non sono state

¹⁶ Ad esempio, nuovi effetti di contemporaneità potrebbero essere indotti dall'utilizzo di nuove apparecchiature sostitutive dell'uso del gas in ore di picco, come piastre a induzione e pompe di calore.

¹⁷ La norma CEI 64-8 prevede che il dimensionamento delle colonne montanti sia fatto con criteri diversi, stabiliti dall'impresa distributrice e meno stringenti di quelli applicabili quando le colonne montanti sono di proprietà dell'utilizzatore finale. Ciò comporta che la capacità (kW) di una colonna montante di proprietà del distributore sia inferiore alla somma delle capacità dei tratti verticali quando questi sono di proprietà dei diversi clienti finali.

compiute ristrutturazioni) sono state stimate in numero pari a 16.000 nella sola area della città di Milano, su una base di 53.000 stabili censiti da A2A Reti elettriche; la stessa impresa distributrice ha stimato un investimento complessivo, per tali stabili, dell'ordine di 60 milioni.

22.7 L'Autorità è interessata a favorire l'ammmodernamento delle colonne montanti vetuste (peraltro ormai completamente ammortizzate) con impianti progettati con logica "*future proof*" in grado di sostenere eventuali aumenti della contemporaneità d'uso degli apparecchi in relazione a nuove applicazioni sostitutive dell'uso del gas. A tale scopo, l'Autorità sta valutando l'attivazione di specifiche regolazioni finalizzate anche a un più agevole ottenimento delle autorizzazioni condominiali necessarie per i lavori di rifacimento degli impianti del distributore collocati all'interno della proprietà. Le soluzioni allo studio da parte dell'Autorità sono delineate nei punti di seguito elencati:

- a) potrebbero essere inserite nella regolazione delle connessioni prescrizioni attualmente previste in sede di contratto di trasporto, come ad esempio clausole che prevedono espressamente il caso di modifica degli impianti da parte del distributore per adeguamento alle norme o al progresso tecnologico.¹⁸
- b) le imprese distributrici dovrebbero predisporre, sulla base di criteri approvati dall'Autorità, un piano che permetta di comprendere l'entità effettiva del fenomeno, il costo delle azioni necessarie, nonché l'aumento di capacità attesa delle colonne montanti bonificate rispetto alla capacità attualmente disponibile negli stessi impianti. I piani presentati sarebbero soggetti ad approvazione con meccanismo del silenzio-assenso e dovrebbero avere una durata non superiore a tre/quattro anni.
- c) potrebbe essere previsto un "*budget*" massimo di costi compensativi, in relazione all'effettiva incidenza dei casi di maggiore gravità (individuati e documentati nei piani approvati ai sensi della lettera b). L'impresa distributrice potrebbe, comunque, utilizzare tale "*budget*" solo per finalità di interesse collettivo connesse al rifacimento delle colonne montanti; ad esempio, considerando l'elevata probabilità che a colonne montanti vetuste corrispondano, nello stesso stabile, impianti di utenza non

¹⁸ A titolo esemplificativo: "*Il distributore può modificare, preavvertendo il cliente finale e il venditore, le caratteristiche dei propri impianti, per adeguarli alle norme o al progresso tecnologico, alla luce delle più recenti acquisizioni tecniche e scientifiche o a standard internazionalmente accettati. Il cliente finale che, in conseguenza di tali modifiche, dovrà provvedere all'adeguamento dei propri impianti ed apparecchi, dovrà essere avvisato almeno sei mesi prima della modifica. Restano a carico del cliente finale le eventuali spese per l'adeguamento dei propri impianti.*"

conformi ai criteri di sicurezza elettrica oggi vigenti, il *budget* di costi compensativi potrebbe essere impiegato per campagne mirate di sensibilizzazione e promozione della sicurezza elettrica degli impianti di utenza. Il *budget* sarebbe concesso in relazione alla rilevanza del piano approvato, in proporzione al numero di utenze esistenti negli stabili interessati.

- d) l’Autorità intende inoltre valutare la possibilità di introdurre un regime di premi/penalità. Per quanto riguarda i premi, potrebbe essere stabilito un incentivo di tipo *output-based* correlato alla differenza di capacità tra prima e dopo gli interventi di bonifica inclusi nel piano (*output* espresso in kW complessivi nell’area urbana interessata) e subordinare l’erogazione dell’incentivo al raggiungimento degli *step* di avanzamento del piano. Per quanto riguarda le penalità, esse verrebbero introdotte in capo alle imprese distributrici, a conclusione del piano, nel caso di richieste di aumento di potenza posposte o non accolte e di cui il distributore non sia in grado di dimostrare di aver compiuto ogni possibile azione per effettuare l’intervento di bonifica. La selettività di un simile strumento incentivante sarebbe collegata alla capacità delle imprese distributrici di selezionare nel piano gli stabili più critici; a questo proposito sono rilevanti i criteri con cui i piani verranno impostati. L’Autorità si auspica che in esito alla presente consultazione le imprese distributrici possano presentare, anche congiuntamente, proposte in merito a criteri selettivi corredate da valutazioni, anche preliminari, di tipo costo/beneficio, che possano essere alla base della quantificazione dell’incentivo e delle penalità;
- e) le attività di adeguamento degli impianti di utenza, conseguenti alle campagne di sensibilizzazione e verifica, devono comunque restare di esclusiva competenza di installatori privati, senza che l’impresa distributtrice possa intervenire direttamente o indirettamente. I piani presentati dalle imprese distributrici dovranno fornire evidenza anche delle condizioni che verranno garantite per assicurare il pieno rispetto della tutela della concorrenza nel segmento dei lavori di adeguamento sugli impianti interni di utenza, in modo particolare se le imprese distributrici faranno uso dei costi compensativi di cui al punto c).

Progetti “smart city”

- 22.8 L’Autorità intende valutare la possibilità di avviare un numero limitato di sperimentazioni in aree urbane densamente popolate (con popolazione minima di 500.000 abitanti) per progetti di scala cittadina orientati all’attuazione del paradigma “*smart city*”, con integrazione di logiche innovative di gestione della rete di bassa tensione, incluse le

possibilità di gestione avanzate dei contatori di seconda generazione in integrazione con tecnologie di comunicazione avanzate e con la sperimentazione di soluzioni multiservizio (es. *smart water grid*, integrazione con sistemi di mobilità avanzata, etc.).

- 22.9 I progetti dovrebbero essere presentati dalle imprese distributrici di energia elettrica che dovrebbero costituire dei raggruppamenti con gli esercenti locali dei servizi di pubblica utilità coinvolti e con le amministrazioni comunali interessate. A tali progetti verrebbe riconosciuto un contributo in relazione alla completezza degli *output* innovativi che sarebbero in grado di dimostrare in sede di presentazione del progetto per la selezione. Verrebbe data priorità nella selezione a progetti che siano accreditati nei programmi europei sul tema *smart cities* e in generale alle proposte che, grazie a finanziamenti terzi, minimizzano il contributo a carico del sistema.

Spunti per la consultazione

- S18.** Osservazioni sui meccanismi di incentivazione degli investimenti di sviluppo dei sistemi di distribuzione nelle aree a forte penetrazione di generazione distribuita a fonte rinnovabile.
- S19.** Osservazioni sui meccanismi di incentivazione degli investimenti di sviluppo dei sistemi di distribuzione nelle aree urbane.

23. Investimenti nelle reti di trasmissione e distribuzione: potenziamento della resilienza del sistema elettrico

- 23.1 L'Autorità intende confermare gli orientamenti espressi nei documenti 415/2015/R/EEL e 464/2015/R/EEL , tenendo conto dei contributi pervenuti, così sintetizzabili:
- a) in relazione al documento 415/2015/R/EEL:
 - i. due gruppi di associazioni di consumatori hanno segnalato che eventi meteorologici, *“di sempre maggiore potenza devastante (causati probabilmente dal riscaldamento del pianeta)”*, che *“dovrebbero dirsi eccezionali, sono viceversa ormai sempre più frequenti”*. Un'impresa distributrice ha notato che *“tali eventi si stanno verificando con sempre maggiore frequenza negli ultimi anni e in forme sempre più concentrate/acute e violente”*;
 - ii. le associazioni di consumatori hanno indicato che *“gli interventi sulla rete dovrebbero essere garantiti nel tempo e*

con azioni costanti di manutenzione”, oltre alla “direzione di incentivare interventi strutturali sulle reti”. Un’associazione di imprese elettriche ha sottolineato il “fine di garantire la sostenibilità economica degli investimenti, alla luce degli importanti interventi infrastrutturali che potrebbero essere necessari (ulteriori rispetto a quanto prescritto dalla normativa tecnica)”. Un’impresa distributrice ha indicato l’obiettivo “di contemperare le esigenze di maggior resilienza di tali sistemi [elettrici ma anche delle infrastrutture in generale] con quelle di sostenibilità economica per la collettività”. Un’associazione di imprese distributrici ha segnalato l’esigenza di “rilevanti investimenti che potrebbero comunque non essere sufficienti a far fronte ad eventi di particolare severità”;

- iii. *passando alle osservazioni sulle specifiche proposte, in tema di priorità per aree più vulnerabili e piani di intervento, un’impresa distributrice ha condiviso l’approccio graduale e selettivo dell’Autorità, “indirizzando un opportuno piano di interventi sullo stato della rete di distribuzione, sulla severità degli eventi meteo e sulla probabilità di accadimento”. L’impresa ha avviato “uno studio che metta in relazione la probabilità di accadimento di un evento severo, attraverso la valutazione storica degli eventi meteo occorsi negli ultimi 20 anni sul territorio nazionale, con il suo effettivo impatto sulla rete di distribuzione, simulata in assetto reale” e ha segnalato anche “criticità relative alla magliatura della RTN, laddove per un numero significativo di impianti primari di distribuzione ancora è presente una sola alimentazione in antenna sulla rete AT”.¹⁹ Un’associazione di imprese distributrici “ritiene in ogni necessario pervenire alla definizione di un obiettivo di riferimento, tenendo conto delle aree più vulnerabili, qualora definibili a priori”;*
- iv. *in tema di tavolo di lavoro, per un’impresa distributrice “si potrebbe pervenire alla definizione di un piano di interventi tecnicamente ed economicamente sostenibile (...) da discutere nell’ambito del tavolo di lavoro con gli operatori”. Anche il gestore della rete di trasmissione nazionale “accoglie positivamente l’intendimento dell’Autorità volto ad avviare un apposito tavolo di lavoro a cui si rende disponibile a partecipare attivamente e proattivamente”. Un’associazione di imprese distributrici ritiene “che un*

¹⁹ Tale aspetto è oggetto del meccanismo di incentivazione di cui ai precedenti paragrafi da 23.4 e ss.

confronto tra tutti gli stakeholder sia opportuno e necessario”;

- b) in relazione al documento 464/2015/R/EEL, un soggetto ha condiviso la proposta. Un altro soggetto ritiene non opportuno sviluppare un meccanismo di incentivazione sulla vulnerabilità strutturale, in quanto *“andrebbe a sommarsi agli incentivi sulla qualità del servizio”*. Un altro soggetto ritiene opportuno svilupparlo e ha indicato che *“l’indicatore proposto appare, dal punto di vista teorico, senz’altro appropriato”*, sottolineando *“la necessità di chiarire meglio il meccanismo, anche rispetto alla valutazione di ENS (ex ante e ex post) sulla rete di trasmissione”* e che non ha informazioni sufficienti al momento per poter esprimere un parere robusto sull’effettiva misurabilità e riscontrabilità tecnica dell’indicatore. Il gestore della rete *“si rende disponibile ad aprire un tavolo di confronto con codesta Autorità al fine di condividere potenziali nuovi progetti da sottoporre a schema incentivante”*.

23.2 Per quanto riguarda la rete di trasmissione l’Autorità intende prevedere che entro il 30 settembre 2016 Terna trasmetta all’Autorità un piano di lavoro finalizzato all’adozione di misure regolatorie volte all’incremento della resilienza del sistema elettrico. Al fine di indirizzare efficacemente l’azione dell’Autorità, tale piano dovrebbe contenere, oltre ad una disamina tecnica, elementi di costo e di beneficio, alla luce degli effetti degli eventi meteorologici severi e persistenti occorsi negli ultimi 15 anni. Vengono di seguito elencati alcuni esempi di tematiche che potrebbero essere esaminate:

- a) bonifica delle reti di trasmissione ai fini della conformità alla norma CEI EN 50341-1, a partire da quelle di maggiore vetustà;
- b) potenziamento della magliatura della rete di trasmissione;
- c) componentistica di rete;
- d) potenziamento dei sistemi di protezione, controllo e automazione.

23.3 L’Autorità ritiene che, al fine di operare con la massima efficacia ed efficienza, Terna dovrebbe sviluppare il predetto piano di lavoro:

- a) tenendo conto del Piano di Sviluppo predisposto ai sensi del decreto del 20 aprile 2005 e del decreto legislativo 1 giugno 2011, n.93;
- b) in modo coordinato con le imprese distributrici di maggiori dimensioni.

23.4 Sempre per quanto riguarda la trasmissione, l’Autorità ritiene necessario che Terna illustri le proprie valutazioni quantitative sui volumi dell’indicatore *“energia prelevata a rischio”* nel prossimo rapporto sulla qualità del servizio di trasmissione che è tenuta annualmente a predisporre. Contestualmente, Terna dovrebbe fornire

all'Autorità anche i seguenti dati per ogni cabina primaria con alimentazione in antenna o in derivazione rigida:

- a) potenza netta prelevata dai clienti finali sottesi in condizioni di picco di domanda (MW), tenendo conto delle stime di breve termine del Piano di Sviluppo;
- b) indisponibilità non programmata della linea AT (h/anno/km);
- c) lunghezza tratto di linea in antenna o in derivazione rigida (km).

23.5 Per affinare le analisi e al contempo aggiornare la base dati relativa ai servizi di mitigazione, l'Autorità è orientata a confermare che entro il 30 luglio 2016, le imprese distributrici con almeno un impianto di trasformazione AAT/MT o AT/MT direttamente connesso alla RTN comunichino a Terna e in copia all'Autorità, per tutti i propri impianti di trasformazione AAT/MT o AT/MT e per tutte le proprie porzioni di rete MT sottese a impianti di trasformazione di proprietà di Terna, congiuntamente alla comunicazione di cui al paragrafo 2.5.4.1.1 del Codice di rete, i dati previsti dall'Articolo 10ter, comma 1, della deliberazione 27 dicembre 2007, n. 341/07.

23.6 Come già previsto per la prima comunicazione di luglio 2010, in caso di mancato o incompleto invio della comunicazione entro i termini previsti, le valorizzazioni dei servizi di mitigazione resi dall'impresa inadempiente sarebbero poste pari a zero sino all'ultimo giorno del mese di invio completo della comunicazione.

23.7 Per quanto riguarda le reti di distribuzione l'Autorità intende prevedere che entro il 30 settembre 2016 le imprese distributrici che servono più di 50.000 utenti trasmettano all'Autorità un piano di lavoro, sviluppato secondo i criteri e gli obiettivi sopra indicati per la trasmissione, Vengono di seguito elencati alcuni esempi di tematiche che potrebbero essere esaminate:

- a) bonifica delle reti di distribuzione ai fini della conformità alla norma CEI EN 50341-1, a partire da quelle di maggiore vetustà;
- b) potenziamento della controalimentabilità della rete di distribuzione;
- c) aumento della cavizzazione;
- d) componentistica di rete;
- e) potenziamento dei sistemi di protezione, controllo e automazione;
- f) funzionamento in isola intenzionale, tramite gruppi di generazione mobili nella disponibilità dell'impresa distributtrice o con soluzioni di esercizio avanzate che coinvolgano la generazione distribuita.

23.8 In coerenza con quanto sopra indicato per la trasmissione, al fine di operare con la massima efficacia ed efficienza, le imprese distributrici

di maggiori dimensioni dovrebbero sviluppare il predetto piano di lavoro:

- a) tenendo conto dei propri piani di sviluppo;
- b) in modo coordinato con Terna e le imprese distributrici interconnesse e sottese.

23.9 Nei primi incontri del Tavolo di lavoro è opportuno che vengano opportunamente finalizzati i piani di lavoro che Terna e le imprese distributrici dovranno inviare all’Autorità entro il 30 settembre 2016. Allo scopo, l’Autorità ritiene appropriato che Terna e le imprese distributrici raccolgano specifiche informazioni utili per le successive analisi. Risulteranno di particolare importanza, oltre alle ormai prossime conclusioni della indagine conoscitiva di cui alla deliberazione 10 marzo 2015, 96/2015/R/EEL, informazioni sui seguenti elementi fattuali:

- a) informazioni sullo stato dei componenti di rete (consistenza di linee e altri elementi di rete a maggior rischio vulnerabilità);
- b) elementi di massima per le valutazioni dei benefici correlati alle possibili tematiche da sviluppare nei predetti piani;

23.10 L’Autorità ritiene inoltre necessario acquisire dati storici sulla probabilità di accadimento di eventi severi, per quanto possibile differenziati per tipologia di eventi (es. meteo - neve e ghiaccio, meteo - ondate di calore, allagamenti) e per aree del territorio. A tale scopo verrà verificata la disponibilità di tali dati presso la Ricerca di Sistema, Terna e le imprese distributrici.

24. Investimenti nella rete di trasmissione nazionale: superamento della regolazione *input-based*

24.1 Nel documento 464/2015/R/EEL, l’Autorità ha analizzato i principali sviluppi del sistema di trasmissione dall’inizio della regolazione dell’Autorità (2000-2015) e i principali effetti dell’assetto normativo e regolatorio. L’Autorità ha concluso che sia necessario innovare profondamente la regolazione che ha governato lo sviluppo infrastrutturale negli ultimi tre periodi regolatori (2004-2015), introducendo una regolazione incentivante maggiormente selettiva, con una fase di transizione per il superamento degli attuali meccanismi di tipo *input-based*.

24.2 In risposta alla consultazione, cinque soggetti hanno condiviso la transizione da una regolazione *input-based* ad una *output based*. Il gestore della rete ha condiviso l’approccio selettivo e ha indicato un

impegno alla massima collaborazione con l’Autorità per la realizzazione di *“utili progetti pilota in direzione output-based”*.

- 24.3 I commenti all’analisi svolta dall’Autorità sono stati differenziati: due soggetti hanno ritenuto esauriente o abbastanza esauriente l’analisi, due soggetti hanno apprezzato vastità, chiarezza espositiva e completezza della trattazione, mentre il gestore della rete non ha condiviso *“l’analisi fatta nel DCO in merito agli effetti della regolazione”* ritenendo *“che, al contrario, il progressivo affinamento del meccanismo di riconoscimento dell’extra-WACC abbia contribuito correttamente a concentrare le risorse economiche – non illimitate – sugli investimenti strategici e di maggior interesse per il sistema elettrico, caratterizzati da un maggior valore aggiunto atteso in termini di utilità del sistema”* e che *“tutti i principali interventi a 380 kV sui quali Terna ha investito dal 2005 ad oggi, avevano un indice di profittabilità maggiore di tre”*. Infine, un soggetto ha indicato una *“pericolosa e costosa tendenza all’overbuilding”*.
- 24.4 Riguardo l’individuazione di possibili ulteriori aspetti da analizzare, due soggetti hanno indicato l’efficacia dei segnali di prezzo nel servizio di dispacciamento. Un soggetto ha sottolineato l’importanza della rendita da congestione e dell’impatto degli interventi di sviluppo sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), in particolare riguardo ai vincoli a rete integra e a rete non integra. Un altro soggetto ha osservato l’assenza di dati di dettaglio su investimenti in tecnologie innovative. Il gestore della rete ha notato l’assenza del potenziamento delle linee esistenti con incremento di capacità di trasporto, dell’aumento della capacità di trasformazione, della realizzazione di nuove linee/cavi con contestuale demolizione di linee obsolete aeree, delle ore di separazione della Sardegna dal Continente. In sintesi, il gestore della rete *“ritiene che, per le finalità perseguite, sarebbe più appropriata, in luogo dell’analisi rappresentata nel DCO, un’analisi dei dati del Piano di Sviluppo”*.
- 24.5 L’Autorità, anche alla luce delle osservazioni ricevute, conferma le conclusioni delineate nel documento 464/2015/R/EEL.
- 24.6 Riguardo specifici aspetti di superamento della regolazione incentivante:
- a) per investimenti I=3: quattro soggetti hanno condiviso il superamento graduale dell’incentivazione proposto nel documento per la consultazione. Due di questi soggetti hanno specificamente condiviso le limitazioni correlate ai tempi e ai costi. Tre di questi soggetti hanno specificamente condiviso o ritenuto accettabile la riduzione dell’extra-WACC all’1%. Uno di questi soggetti ha indicato la possibilità di proroga delle tempistiche per

problematiche di tipo autorizzativo o di forza maggiore. Uno dei soggetti ha proposto inoltre una soglia minima di rapporto benefici/costi e una differenziazione della percentuale di avanzamento economico in ragione delle specificità degli investimenti. Il gestore della rete ha chiesto la motivazione del vincolo temporale *“all’entrata in esercizio degli investimenti entro la metà del periodo regolatorio, piuttosto che alla data di entrata in servizio approvata dallo stesso Regolatore”*. Inoltre il gestore della rete ha sottolineato l’esigenza di assicurare stabilità delle regole di remunerazione per tutti gli interventi per i quali Terna ha già preso impegni e non ha condiviso *“il valore del 25% della stima di costo di investimento, quale soglia per la definizione di un investimento avviato, in quanto, oltre a non essere adeguatamente motivato, appare ingiustificatamente penalizzante e non consentirebbe di tenere in debito conto impegni contrattuali vincolanti con i fornitori”* e la riduzione della *extra-remunerazione*. In conclusione, il gestore della rete, *“qualora codesta Autorità continuasse a ritenere inevitabile introdurre nuovi vincoli agli incentivi correnti”*, riterrebbe possibili i vincoli di intervento già autorizzato e di entrata in esercizio entro il 2019;

- b) per investimenti I=2: un soggetto ha condiviso la rimozione dell’incentivo. Un altro soggetto ha condiviso l’ipotesi dell’Autorità di una possibile incentivazione per investimenti a elevata utilità. Un altro soggetto ha ritenuto opportuno mantenere una forma di incentivazione residua di tipo *input-based* per investimenti “già avviati” al 31 dicembre 2015, auspicando la superabilità di possibili problemi di mancata trasparenza su tali investimenti. Un altro soggetto ha proposto l’estensione del meccanismo di gradualità proposto per I=3 anche ad investimenti I=2 già avviati con dimostrata elevata utilità, indicando, alla luce di minori costi e tempi di messa in esercizio degli interventi I=2, una possibile *extra-remunerazione* dello 0,5% e una possibile soglia di avanzamento economico del 50%. Il gestore della rete ritiene che si debba mantenere l’*extra-remunerazione* 1,5% per 12 anni a condizione di entrata in esercizio entro il 2019 (senza esprimere una posizione rispetto al possibile vincolo di avvenuta autorizzazione);
- c) per investimenti c.d. “Piano di Difesa” (che afferiscono attualmente a I=2): il gestore della rete ritiene opportuno mantenere l’attuale meccanismo di incentivazione;
- d) per investimenti I=4, un soggetto ha indicato l’opportunità di mantenere una forma di incentivazione residua di tipo *input-based* per investimenti “già avviati” al 31 dicembre 2015.

24.7 L'Autorità, alla luce delle osservazioni ricevute, indica il seguente orientamento finale, relativamente agli investimenti che entreranno in esercizio successivamente al 31 dicembre 2015:

- a) per investimenti I=3: la conferma dei principali elementi del meccanismo incentivante proposto nel capitolo 3 del documento 464/2015/R/EEL: i) limitazione agli “investimenti avviati”, cioè interventi completamente autorizzati e con decisione di investimento già presa, con la seguente modifica alla soglia di avanzamento: costi di investimento contrattualizzati almeno pari al 25% dei costi stimati²⁰; ii) vincolo di rispetto della data obiettivo per l'intervento già definita dall'Autorità; iii) *extra*-remunerazione (1% per 12 anni) sulla quota di investimento fino al costo stimato da Terna e comunicato all'Autorità ai fini dell'approvazione degli investimenti strategici e conseguente applicazione della sola remunerazione base per il costo eccedente la stima o in caso di mancato rispetto della data obiettivo; iv) definizione puntuale della data limite di applicabilità del meccanismo incentivante al 31 dicembre 2019 (si ritiene che quattro anni sia un periodo di tempo congruo per l'entrata in esercizio di un investimento - anche complesso - già avviato). L'Appendice A al presente documento riporta la lista di investimenti a cui risulta applicabile il meccanismo di transizione I3-NPR1, con relativi costi e tempi;
- b) per investimenti I=2: applicazione del meccanismo proposto alla lettera precedente per “investimenti avviati” con le seguenti varianti: i) ammontare dell'*extra*-remunerazione 0,75% per 12 anni; ii) vincolo di utilità dell'investimento per il sistema, definito come rapporto beneficio / costo maggiore di 2,0 da documentare da parte di Terna con applicazione pilota della “CBA 2.0” entro il 30 giugno 2016 e da validare successivamente da parte dell'Autorità²¹; iii) data limite di applicabilità del meccanismo incentivante fissata al 31 dicembre 2018 per riflettere la minor complessità degli interventi I=2 rispetto alla categoria I=3. Come limite superiore di costo stimato si prenderà a riferimento (a parità di perimetro di opere incluse nell'intervento) la stima di costo di investimento indicata da Terna nello schema di Piano di Sviluppo 2015, fatte salve riduzioni delle stime di costo nelle “CBA 2.0”. L'Appendice

²⁰ Alla luce della relativa proposta di Terna l'Autorità, in esito alla consultazione, si riserva di definire modalità puntuali di verifica degli *impegni contrattuali vincolanti con i fornitori* oltre a prevedere che la dichiarazione sullo stato di avanzamento dei contratti sia redatta ai sensi dell'articolo 46 del DPR 445/00.

²¹ Tale soluzione riprende la proposta di Terna di effettuare nuove CBA entro il 30 giugno. Si vedano a riguardo anche i punti successivi relativi ai meccanismi *output-based*.

A al presente documento riporta la lista di investimenti a cui potrebbe essere applicabile il meccanismo di transizione I2-NPR1 proposto²², con relativi costi e tempi;

- c) per investimenti c.d. “Piano di Difesa”: rimozione dell’incentivo anche in relazione alla scarsa controllabilità da parte dell’Autorità della dinamica di tali investimenti e della limitata trasparenza garantita fino ad oggi da parte del gestore del sistema di trasmissione²³;
- d) per investimenti I=4: nessun incentivo, viste le tempistiche dei progetti pilota, le cui regole di sperimentazione sono state introdotte nel 2012 e finalizzate a inizio 2013.

24.8 Infine, l’Autorità conferma le proposte già presentate nel documento 464/2015/R/EEL: i) di dismissione del meccanismo di accelerazione agli investimenti nel nuovo periodo regolatorio; ii) di abrogazione della deliberazione 11 giugno 2010, ARG/elt 87/10 a partire dal 1° gennaio 2016; iii) di (ultima) applicazione del meccanismo premiante con riferimento al 2015; iv) di applicazione del meccanismo di penalità per gli interventi la cui entrata in esercizio era prevista entro il 31 dicembre 2015 e v) di frequenza annuale e progressiva estensione del meccanismo di monitoraggio degli investimenti. Su tali proposte non sono pervenute specifiche osservazioni in risposta alla consultazione, ad eccezione del supporto di un soggetto alle proposte in materia di monitoraggio degli investimenti.

25. Investimenti nella rete di trasmissione nazionale: promozione dell’efficienza

25.1 Nel documento 464/2015/R/EEL, l’Autorità ha indicato fra gli obiettivi specifici per la regolazione l’efficienza degli investimenti di sviluppo della rete.

25.2 In risposta alla consultazione, un soggetto ha indicato che le infrastrutture *“a maggiore costo possono essere di fatto più stimolate da una logica input-based”* e che è opportuno *“contrastare realmente la pericolosa e costosa tendenza all’overbuilding”*. Un altro soggetto

²² La lista contiene tutti gli interventi principali del PdS 2015 (definiti come gli investimenti con costi superiori a 25 milioni di euro, a cui era stata applicata l’analisi costi benefici) che non sono già ricompresi nella categoria I=3, esclusi gli interventi con data prevista di entrata in esercizio nel 2015 e gli interventi che non determinano sviluppo della capacità di trasporto.

²³ In risposta alle consultazioni sui precedenti schemi di Piano di Sviluppo, i soggetti interessati hanno segnalato l’opportunità che Terna richiami nel Piano di Sviluppo gli interventi previsti dal Piano di Difesa e indichi eventuali interazioni.

ha ritenuto *“opportuno sviluppare un meccanismo di incentivazione relativo all’efficienza di realizzazione degli investimenti e per evitare continue levitazione dei costi inizialmente stimati”* e *“utile che tale meccanismo sia applicato anche agli investimenti I=3”*. Un altro soggetto *“vedrebbe con favore l’applicazione anche a questa tipologia di investimenti [I=3] del meccanismo per la promozione dell’efficienza di realizzazione [...] applicato ai soli costi iniziali e non anche all’extra costo (come suggerito in consultazione)”*, indicando che la proposta avrebbe il pregio di prevedere un accurato controllo dei costi per tutti questi investimenti. Un altro soggetto indica *“che potrebbe essere opportuno testare un meccanismo d’incentivazione relativo all’efficienza di realizzazione degli investimenti, in vista dell’applicazione delle metodologie Totex”* e riconosce la non facile applicabilità a causa della complessità di determinazione di baseline di costi per unità di *output*, con molte voci di costo dipendenti da specifici fattori. Il gestore della rete ha notato due elementi critici sul meccanismo incentivante relativo alla spinta all’efficienza di costo: la bassa percentuale base (10%) del risparmio di costo ottenuto riconosciuta a Terna e *“una seconda - più severa - criticità riguardo la determinazione del costo standard che deve essere battuto per ottenere l’incentivo”*.

- 25.3 Il gestore della rete ha inoltre indicato che la regolazione attualmente vigente presenta *“concettualmente degli aspetti migliorabili in termini di incentivo all’efficienza”* e ipotizzato la possibilità *“di determinare il livello del costo standard caso per caso, al fine di evitare di commettere errori. In tal modo (...) si farebbe riferimento a un costo efficiente definito ex ante, pur sulla base di parametri standard. Si ritiene peraltro che tale modalità sia coerente con una logica di sperimentazione della metodologia totex, alla quale Terna ha mostrato apertura (come anche rappresentato in risposta al DCO 335/2015/R/eel)”*.
- 25.4 Inoltre, il gestore della rete ha indicato il possibile impegno a proporre all’Autorità entro il 30 giugno di ogni anno un elenco di altri nuovi interventi [non I=3 o I=2], un’analisi costi-benefici ed una stima dei costi. A valle della validazione, il gestore *“includerebbe in RAB il costo risultante dal confronto sopra descritto e non quello effettivo, assumendosi il rischio di eventuali scostamenti post-autorizzazione, fermo restando la necessità di una ragionevole sterilizzazione degli effetti sui costi derivanti da variabili esogene”*.
- 25.5 L’Autorità accoglie positivamente le osservazioni e le compendia nel seguente orientamento finale: per gli interventi I3-NPR1 e I2-NPR1

(definiti come proposto alle lettere a. e b. del precedente paragrafo 24.7) un premio pari al 10%-15%²⁴ del risparmio di costo effettivo di investimento rispetto al costo stimato. Il premio viene riconosciuto nell'anno $t+2$ in relazione all'esigenza di disporre dei dati consuntivi e la copertura del gettito necessario per il finanziamento di tale premio viene gestita mediante la componente tariffaria UC3. Come già indicato nel documento 464/2015/R/EEL, il meccanismo di incentivazione sarebbe vincolato e attivato all'effettivo raggiungimento, nei tempi prestabiliti, dell'obiettivo (in questa nuova ipotesi: l'entrata in esercizio dell'intervento). Eventuali contributi esterni verrebbero dedotti nel calcolo del costo effettivo di investimento. In congruenza con la natura delle regolazioni di transizione I3-NPR1 e I2-NPR1, il meccanismo terminerebbe rispettivamente il 31 dicembre 2019 e il 31 dicembre 2018.

- 25.6 Motivazione principale dell'orientamento finale è la prospettiva di una situazione “*win-win*” con incrementi di efficienza a vantaggio sia dei consumatori, sia del gestore della rete. Inoltre, l'orientamento potrebbe indurre una logica di maggior responsabilizzazione sulla spesa (di investimento), particolarmente importante nella prospettiva della spesa futura e delle logiche di regolazione *totex*.
- 25.7 L'Autorità ritiene che la valorizzazione ipotizzata per l'incentivo sia congruente con la natura di sola premialità del meccanismo prototipale.
- 25.8 Dal punto di vista implementativo, potrebbero essere necessari aggiornamenti alle modalità di registrazione dei costi da parte del gestore. Tali effetti sembrano comunque essere intrinseci all'apertura a una logica di sperimentazione indicata da Terna (precedente paragrafo 25.3), e opportuni vista la potenzialità “*win-win*” del meccanismo. L'Autorità, infine, intende valutare l'introduzione di strumenti dettagliati di rendicontazione, per assicurare l'efficienza del sistema ed economicità, così come la sua necessaria trasparenza.
- 25.9 Il presente orientamento finale non esclude la possibile definizione di incentivi all'efficienza di realizzazione per interventi non I3-NPR1 né I2-NPR1, che potrebbe essere discussa nel secondo semestre 2017, previa disponibilità del *set* di risultati delle “CBA 2.0” e di una relativa proposta da parte del gestore della rete al 30 giugno 2017.

²⁴ Percentuali in linea con quanto ipotizzato al paragrafo 6.19 del documento 464/2015/R/EEL per investimenti ad elevata utilità.

26. Investimenti nella rete di trasmissione nazionale: incentivi a strumenti propedeutici alla regolazione selettiva

- 26.1 Nel documento 464/2015/R/EEL, l’Autorità ha delineato gli obiettivi e i criteri per la riforma della regolazione incentivante, secondo criteri di selettività coerenti con l’Obiettivo strategico OS.6 del *Quadro strategico dell’Autorità per il quadriennio 2015-2018* e ha presentato alcuni strumenti propedeutici necessari alla definizione e misurazione dell’utilità per il sistema.
- 26.2 In risposta alla consultazione, cinque soggetti tra cui il gestore della rete hanno condiviso la proposta di coerenza tra ipotesi di costo da assumere per la metodologia *totex* e per la metodologia CBA 2.0.
- 26.3 La tematica dell’evoluzione dell’analisi costi benefici (CBA) è stata trattata da tutti gli otto soggetti che hanno fornito osservazioni. In particolare, tre soggetti e il gestore della rete di trasmissione hanno indicato l’opportunità di considerare, a complemento del rapporto benefici/costi, anche il valore attualizzato dei benefici netti (benefici meno costi). Uno di questi soggetti e il gestore della rete di trasmissione hanno anche formulato proposte, peraltro differenti.
- 26.4 L’Autorità ritiene opportuno analizzare più dettagliatamente le osservazioni in materia di CBA anche a valle delle risposte alla consultazione sullo schema di Piano di Sviluppo 2015 e agli spunti di consultazione in Appendice C del documento 464/2015/R/EEL. Si segnala al riguardo che il termine per invio delle osservazioni è stato esteso al 30 gennaio 2016.
- 26.5 In tema di strumenti propedeutici (applicazione di “CBA 2.0” e definizione di *target capacities*), le risposte alla consultazione sono state differenziate riguardo la possibile incentivazione. Due soggetti hanno indicato che Terna dovrebbe allinearsi alla metodologia europea di ENTSO-E e per che tale allineamento non dovrebbe essere erogati incentivi o *extra-remunerazioni*. Quattro altri soggetti concordano invece con l’ipotesi di incentivazione. Uno di questi soggetti ha indicato qualche perplessità sull’ammontare del premio. Anche il gestore della rete ha discusso il tema del dimensionamento dell’incentivo. Il gestore ha inoltre indicato la disponibilità all’esecuzione di “CBA 2.0” entro il 30 giugno di ogni anno per nuovi interventi.
- 26.6 L’Autorità, anche alla luce delle osservazioni ricevute, conferma - come orientamento finale - l’attivazione di un meccanismo incentivante a natura premiante per gli strumenti propedeutici alla regolazione *output-based* e l’intenzione già espressa di proseguire la

valutazione (sugli aspetti di puntuale definizione del meccanismo) con consultazione nel corso del 2016.

- 26.7 Inoltre, due soggetti hanno sottolineato l'importanza della pubblicazione dei dettagli delle analisi costi-benefici. Più puntualmente, un altro soggetto ha richiesto la pubblicazione di una tabella di confronto tra i valori calcolati con la vecchia metodologia e quelli ottenuti applicando la nuova CBA 2.0. Tre altri soggetti hanno richiamato la necessità di “*un adeguato processo di consultazione*” o “*la tensione verso la trasparenza degli scenari e dei criteri di pianificazione [e] uno scrutinio degli investimenti scrupoloso e allargato a tutti i soggetti interessati*” o “*un ampio coinvolgimento degli stakeholder, attraverso consultazioni, seminari pubblici e, se necessario, anche gruppi di lavoro specifici*”.
- 26.8 L'Autorità, peraltro, si è già mossa nella direzione auspicata tramite prescrizioni a Terna per la trasparenza del Piano di Sviluppo, attività di consultazione sullo schema di Piano di Sviluppo 2015 parallela al prosieguo della consultazione su “CBA 2.0”, successive consultazioni nel corso del 2016 su strumenti incentivanti, proposta di applicazione della CBA 2.0 e definizione delle *target capacities* nei prossimi Piani di Sviluppo, che saranno a loro volta oggetto di consultazione e di seminari pubblici. In ogni caso, l'Autorità dedicherà specifica attenzione a ogni eventuale suggerimento che emergesse dalla consultazione per ulteriormente incrementare la trasparenza del processo di pianificazione di Terna e di sviluppo selettivo degli investimenti.

27. Investimenti nella rete di trasmissione nazionale: sviluppo della capacità e altri meccanismi *output-based*

- 27.1 Nel documento 464/2015/R/EEL, l'Autorità ha indicato la possibilità di introdurre meccanismi incentivanti la realizzazione di capacità addizionale di trasporto fino a valori di capacità *target*, con prima applicazione sulle capacità interzonali e una possibile successiva applicazione alla capacità di interconnessione, a seguito di valutazione basata su “CBA 2.0”.
- 27.2 In risposta alla consultazione, tre soggetti hanno condiviso la proposta. Uno di questi soggetti ha segnalato la necessità di una consultazione più dettagliata, considerando le opzioni di una *baseline* di sviluppo realistica e non incentivata, di extra-remunerazione solo per extra-capacità rispetto a tale *baseline* e di un orizzonte temporale massimo, oltre il quale (per cause non esogene) dovrebbero essere applicate delle penalità. Un altro di questi soggetti ha chiesto di

fornire maggiori dettagli sulle motivazioni di valorizzazione del premio e ha apprezzato l'applicazione a investimenti diversi da quelli oggetto di incentivazione *input-based* transitoria al fine di evitare doppie remunerazioni. Un altro soggetto ha analizzato in dettaglio la misura di capacità: parametro da considerare, possibili correlazioni tra le capacità su diverse sezioni, effetti di stagionalità e ha suggerito di valutare anche l'impatto sui costi complessivi di dispacciamento. Il gestore della rete ha condiviso l'idea di incentivi in proporzione all'utilità per il sistema. Allo stesso tempo, il gestore ha anche segnalato criticità: i) la valorizzazione dell'incentivo sulla base della rendita di congestione prima dell'incremento di capacità, che potrebbe differenziare zone già molto interconnesse rispetto a zone debolmente connesse; ii) la possibilità che la valorizzazione ipotizzata sia insufficiente a ottenere il comportamento desiderato da parte del soggetto regolato e iii) la possibilità che l'incentivo sia invece maggiore del beneficio atteso per il sistema.

27.3 L'Autorità registra l'interesse suscitato dal meccanismo "realizzazione della capacità" e conferma perciò la precedente intenzione a proseguire la valutazione nel corso del 2016. Quanto al dimensionamento dell'incentivo, i differenti effetti su differenti sezioni sono già stati considerati nella preparazione del documento 464/2015/R/EEL.²⁵ Sarà valutata più approfonditamente la modalità di dimensionamento (apparentemente inferiore) proposta dal gestore della rete²⁶.

27.4 In risposta alla consultazione, sono inoltre stati segnalati ulteriori aspetti potenzialmente oggetto di meccanismi *output-based*. Al riguardo, come già indicato nel documento 464/2015/R/EEL, si rimanda a specifiche consultazioni nel corso del 2016.

²⁵ Per questo motivo, il dimensionamento dell'eventuale incentivo per la capacità di interconnessione era indicato "tenendo conto anche delle variazioni di rendita di congestione che ci si aspetta debbano intervenire", cioè con riferimento a elementi di beneficio atteso. Come peraltro indicato dal gestore della rete, sarebbe infatti inappropriato riferirsi a rendite "effettive" su sezioni con capacità preesistente completamente differente (si pensi, ad esempio, alla frontiera svizzera rispetto alla frontiera austriaca). Infine, la proposta di attivare il meccanismo a partire dal 2018 e l'auspicata entrata in esercizio del collegamento Sicilia - Continente in tempi brevi, non renderebbero applicabile la schema incentivante alla "attuale" congestione Sicilia - Sud.

²⁶ "Prodotto tra il differenziale di prezzo tra le zone interessate (come registrato nel periodo precedente la decisione dell'investimento) e l'incremento della capacità realizzato". L'eventuale scelta del differenziale di prezzo "nel periodo precedente la decisione dell'investimento" non sembra però rispecchiare adeguatamente la responsabilità del pianificatore della rete di intercettare il livello di congestione futura, piuttosto che quella preesistente, prima di decidere un investimento. Inoltre, si potrebbe fare riferimento a differenziali di prezzo "orientati" per evitare rischi di elisione dell'incentivo.

Spunti per la consultazione

S20. Osservazioni sulle ipotesi relative a meccanismi di incentivo agli investimenti per il servizio di trasmissione.

PARTE VI - CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

28. Tariffe per il servizio di trasmissione

Tariffa di trasmissione per le imprese distributrici

- 28.1 L'Autorità, come proposto nel documento 446/2015/R/EEL, intende confermare l'introduzione di una struttura binomia, con una componente in potenza e una in energia, della tariffa di trasmissione applicata alle imprese distributrici nei punti di interconnessione tra *RTN* (inclusi i punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali direttamente connessi alla *RTN*, assimilati a punti di interconnessione), al fine di rendere maggiormente stabile il flusso dei ricavi del gestore del sistema di trasmissione attribuendo una quota preponderante dei costi riconosciuti in potenza, superando al contempo il meccanismo di garanzia dei ricavi di cui all'articolo 16 del *TIT*²⁷.
- 28.2 Il gestore del sistema di trasmissione, in risposta alla consultazione, ha evidenziato come, nell'ipotesi dell'Autorità, la componente in energia sia comunque esposta al rischio volume, mentre la componente in potenza appare di gestione complessa e non stabile nel tempo, e che in ogni caso, con riferimento a detta componente in potenza, il gestore, non essendo responsabile delle misure nei punti di interconnessione, non dispone delle curve di prelievo di tali punti.
- 28.3 Il gestore del sistema di trasmissione ha presentato alcune proposte alternative per il calcolo del *driver* tariffario:
- a) un'ipotesi che si basa sul principio fisico delle potenze tecniche installate (o assimilabili) nei punti di interconnessione;
 - b) una serie di altre proposte che, pur considerando le potenze massime prelevate proposte dall'Autorità (come rilevate dai sistemi di misura), considerano, al fine di limitare le oscillazioni del gettito tariffario raccolto dal gestore, una maggiore sovrapposizione temporale tra l'intervallo di riferimento per il calcolo del *driver* tariffario e quello considerato ai fini

²⁷ Il *TIT* è l'Allegato A alla deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, come successivamente modificato e integrato.

dell'applicazione della componente tariffaria in potenza; in tale ipotesi Terna propone anche:

- i. un'aggregazione opportuna dei dati di misura a livello di cabina primaria, al fine di limitare la variabilità del *driver* dovuta a contingenze nell'esercizio della rete;
- ii. di considerare, ai fini del calcolo della potenza massima prelevata, l'energia netta prelevata in luogo dell'energia prelevata.

28.4 Alcune imprese distributrici hanno invece evidenziato che l'articolazione tariffaria ipotizzata dall'Autorità comporti il trasferimento in capo ai distributori dell'incertezza dei flussi finanziari derivanti dalla fatturazione del servizio di trasmissione; questo in quanto, in uno scenario di contrazione della domanda, l'importo fatturato agli utenti potrebbe essere inferiore a quanto dovuto dai distributori a Terna, dato che quest'ultimo importo verrebbe fatturato sulla base di una grandezza fisica (la potenza) maggiormente stabile rispetto all'energia prelevata.

28.5 Un'impresa distributtrice, contrariamente a quanto proposto dal gestore, propone invece di considerare, ai fini del calcolo della potenza massima prelevata, la somma algebrica della potenza prelevata dalla *RTN* e della potenza immessa nella *RTN*, al fine di tener conto nel *driver* anche dei flussi di energia immessi in AT e ceduti alla *RTN*.

28.6 L'Autorità ritiene condivisibili le osservazioni del gestore del sistema di trasmissione relative alla necessità di una maggiore sovrapposizione temporale tra l'intervallo di riferimento per il calcolo del *driver* e quello considerato ai fini dell'applicazione della componente tariffaria in potenza, al fine contenere significativamente il rischio connesso alle oscillazioni dei volumi di servizio.

28.7 Ciononostante, l'Autorità ritiene che la metodologia ipotizzata consenta comunque di bilanciare il *trade-off* tra l'esigenza di stabilità del gettito derivante dall'applicazione della componente *CTR* da parte del gestore del sistema di trasmissione e l'opportunità di responsabilizzare, nel lungo periodo, il gestore rispetto ai costi di erogazione del servizio. L'Autorità ritiene infatti non desiderabile una piena sterilizzazione del rischio volume, in quanto comporterebbe una deresponsabilizzazione del gestore di rete ed un conseguente incentivo a sovra-investire. Al contrario, un parziale (se pur molto limitato) coinvolgimento del gestore del sistema di trasmissione nel rischio volume, invece, si ritiene che possa incentivare una maggiore accuratezza nell'analisi degli scenari di domanda e, di conseguenza, contribuire a migliorare l'efficacia della pianificazione degli interventi

di rete e, nel lungo periodo, garantire l'adeguatezza delle infrastrutture di rete nonché contribuire a contenere i costi del servizio.

- 28.8 Pertanto, l'Autorità intende confermare la metodologia ipotizzata nel Capitolo 6 del documento 446/2015/R/EEL, utilizzando tuttavia, quale *driver*, la media delle potenze massime prelevate mensilmente nei punti di interconnessione negli ultimi 12 mesi disponibili. Infatti, in un contesto nel quale il *trend* dei prelievi di potenza sia in riduzione costante (come peraltro registrato negli ultimi anni), l'utilizzo di medie storiche di lungo periodo aumenta la differenza tra il *driver* tariffario e i prelievi di potenza su cui applicare il corrispettivo e, di conseguenza, il rischio in capo al gestore. Inoltre, si concorda sull'ipotesi di calcolare il *driver* considerando flussi di prelievi di energia dalla RTN il più possibile stabili nel tempo e, pertanto, si ritiene opportuno che la potenza venga determinata a livello aggregato di cabina primaria, considerando esclusivamente l'energia netta prelevata dalla RTN.
- 28.9 Sempre al fine di minimizzare le oscillazioni dei ricavi, si propone di applicare la componente in potenza alla media del valore della potenza massima prelevata in ciascun mese con il valore della potenza massima prelevata nel medesimo mese dell'anno precedente, in coerenza con l'orizzonte temporale considerato ai fini della determinazione del *driver* tariffario.
- 28.10 In merito alla disponibilità dei dati di misura per la determinazione del corrispettivo in potenza, si osserva che le proposte formulate dall'Autorità in materia di responsabilità del servizio di misura faciliteranno l'applicazione della metodologia ipotizzata. In sede di prima applicazione, l'Autorità ritiene che il gestore del sistema di trasmissione, sulla base di un opportuno coordinamento delle imprese di distribuzione, possa disporre degli elementi quantitativi necessari all'introduzione della tariffa binomia.
- 28.11 L'Autorità, nel documento 446/2015/R/EEL, ha proposto di attribuire alla componente di ricavo in energia una quota dei ricavi orientativamente pari al 5-10% dei ricavi riconosciuti, e comunque per un valore almeno pari alla quota parte dei ricavi tariffari destinata alla copertura dell'extra-remunerazione del capitale investito, al fine di lasciare il rischio collegato alle fluttuazioni della domanda esclusivamente sulle quote di remunerazione eccedenti il livello base, ed eventualmente quote di ricavo a copertura di costi variabili. L'Autorità intende confermare tale orientamento, prevedendo che sia attribuita in energia una quota di ricavo pari alle quote di ricavo a copertura dell'extra-remunerazione del capitale investito e almeno al 20% dei costi operativi; sulla base di tale ipotesi, considerando i ricavi

riconosciuti per il servizio di trasmissione per l'anno 2015, la quota in energia risulterebbe pari ad almeno l'8% dei ricavi riconosciuti.

- 28.12 Inoltre, l'Autorità, al fine di ridurre l'esposizione del gestore al rischio volume anche con riferimento alla componente in energia, intende prevedere un aggiornamento annuale dei volumi di energia di riferimento per il calcolo del corrispettivo in energia sulla base dei dati degli ultimi 12 mesi consuntivati. Nel corso del *NPRI* l'Autorità valuterà l'opportunità di introdurre l'utilizzo di dati previsivi, come stimati nell'ambito dei piani di sviluppo, in luogo dei dati consuntivi, al fine di incentivare il gestore del sistema di trasmissione nazionale a migliorare l'accuratezza e la stima della domanda.
- 28.13 Tale impostazione, con riferimento alla componente energia, lascerebbe in capo al gestore un rischio volume, anche in situazioni di eccezionalità, in linea con quello dell'attuale periodo di regolazione²⁸.
- 28.14 Con riferimento all'incertezza dei flussi finanziari derivanti dalla fatturazione del servizio di trasmissione in capo alle imprese di distribuzione, si ricorda che, con determina del Direttore della Direzione Infrastrutture *Unbundling* e Certificazione 15 luglio 2013, n. 3, sono stati introdotti dei meccanismi di perequazione in acconto, con cadenza bimestrale in corso d'anno, anche con riferimento alle partite di perequazione relative ai corrispettivi di trasmissione e, pertanto, si ritiene che la riproposizione di simili meccanismi possa affrontare adeguatamente le preoccupazioni sollevate da alcune imprese distributrici.
- 28.15 Infine, l'Autorità ritiene che i livelli di rischio derivanti dalla struttura tariffaria ipotizzata possano richiedere un riconoscimento aggiuntivo rispetto al valore base del β *unlevered* che sarà identificato in esito alla consultazione, in coerenza con quanto ipotizzato nel capitolo 14, che in prima analisi si può ipotizzare pari a un incremento del parametro β *unlevered* pari a circa 0,02. In una logica di *menu* regolatori, l'Autorità intende valutare la possibilità per il gestore di accedere ad una articolazione tariffaria, differente da quella sopra ipotizzata che preveda una maggiore stabilità del gettito tariffario con riconoscimento del livello base del parametro β , individuato nel *range* di cui al capitolo 14.

²⁸ Infatti, assumendo variazioni dei volumi di riferimento in linea con quelle registrate nel periodo 2011-2014 (pari in media al -6% annuo), ciò comporterebbe una variazione dei ricavi di riferimento pari a -0,48%. Si precisa peraltro che le variazioni registrate negli ultimi anni hanno carattere di eccezionalità in considerazione della particolare fase della congiuntura economica e che, in una fase di maggiore stabilità o di ripresa della crescita dei volumi di servizio erogati (come dimostrano le stime di preconsuntivo dei volumi relativi al 2015), il rischio volume tende ad annullarsi.

Tariffa di trasmissione applicabili ai punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali

- 28.16 L'Autorità, come proposto nel documento 446/2015/R/EEL, in attesa della revisione sistematica dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza, intende confermare i criteri di allocazione dei costi di trasmissione ai clienti finali attraverso l'applicazione della componente tariffaria *TRAS* ai prelievi di energia elettrica, con un'articolazione binomia per i clienti in AT/AAT.
- 28.17 La componente *TRAS* binomia è costruita secondo il principio di isogettito rispetto all'applicazione della componente *TRAS* monomia, e cioè garantendo, attraverso l'applicazione della componente in potenza e della componente in energia, il medesimo gettito che si sarebbe complessivamente ottenuto dall'applicazione della componente *TRAS* monomia ai clienti connessi in AT/AAT.
- 28.18 In particolare la componente in potenza $TRAS^P$ è determinata come rapporto tra:
- a) la quota parte del gettito di trasmissione allocato ai clienti finali in AT/AAT attribuito in quota potenza, determinata in misura pari a quanto proposto nel precedente paragrafo 28.11;
 - b) la potenza impegnata dai medesimi clienti finali, determinata come media, calcolata su dodici mesi, della potenza impegnata in ciascun mese dell'anno $t-2$, per ognuno dei punti di prelievo dei clienti finali connessi in AT/AAT.
- 28.19 La medesima componente *TRAS*, articolata secondo quanto sopra indicato, viene applicata anche con riferimento alle imprese distributrici sottese, sulla base del livello di tensione del punto di consegna tra impresa distributtrice principale e impresa distributtrice sottesa, in continuità con il *VPR*.

Spunti per la consultazione

S21. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione tariffaria del servizio di trasmissione.

PARTE VII - CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE

29. Il sistema tariffario per il servizio di distribuzione

- 29.1 Coerentemente con quanto esposto nel documento 446/2015/R/EEL, per il *NPR* l’Autorità, con riferimento al servizio di distribuzione dell’energia elettrica, intende confermare l’impianto dell’attuale sistema tariffario che prevede il disaccoppiamento (*tariff decoupling*) della tariffa effettivamente applicata ai punti di prelievo nella titolarità di clienti finali (c.d. tariffa obbligatoria) rispetto alla tariffa di riferimento per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi delle imprese distributrici, con conseguente esigenze di perequazione, mentre intende superare la distinzione tra tariffe a copertura dei costi delle infrastrutture di rete e tariffe a copertura dei costi di commercializzazione.
- 29.2 Le ipotesi relative alla determinazione delle tariffe di riferimento e delle tariffe obbligatorie per il *NPR1* saranno effettuate applicando criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza in continuità con quelli adottati nel precedente periodo di regolazione. Una revisione sistematica dei criteri di allocazione dei costi alle tipologia di utenza sarà sviluppata nel *NPR1* in modo da apportare eventuali revisioni nel *NPR2*.
- 29.3 Le ipotesi per la definizione del sistema tariffario per il *NPR2* saranno sviluppate nel corso del *NPR1* tenendo conto degli esiti della revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologia di utenza e della definizione dei criteri di riconoscimento dei costi basati sulle logiche *totex*.

30. Tariffa di riferimento

- 30.1 L’Autorità, come indicato nel paragrafo 29.1, per il *NPR* intende superare per il servizio di distribuzione dell’energia elettrica l’attuale disaggregazione tra componenti tariffarie a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e componenti tariffarie a copertura dei costi relativi alla commercializzazione del servizio.

Struttura della tariffa di riferimento

- 30.2 Nel *NPRI* l’Autorità intende adottare una tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione caratterizzata da componenti fisse²⁹, espresse in euro per punto di prelievo, differenziate per livello di tensione e per impresa distributrice.
- 30.3 Tenuto conto anche dei contributi alle precedenti fasi di consultazione, l’orientamento dell’Autorità è quello di prevedere tariffe di riferimento che riflettano sia i costi relativi alla gestione del servizio di rete sia i costi relativi alla commercializzazione. In questo modo, infatti, si dà seguito all’ipotesi di superamento della differenziazione dei corrispettivi in funzione della modalità di erogazione del servizio di maggior tutela prospettata nel documento 335/2015/R/EEL, condivisa nell’ambito della consultazione da un soggetto, accogliendo nel contempo le esigenze segnalate da altri soggetti
- 30.4 di superare l’attuale impostazione tariffaria, basata su costi *standard* nazionali e senza meccanismi di perequazione, in favore di un meccanismo che permetta alle imprese il puntuale riconoscimento dei costi. Secondo un soggetto, peraltro, il riconoscimento parametrico avrebbe favorito fenomeni di *free riding*, dal momento che solo pochi operatori si sono adeguati alle disposizioni vigenti in materia di separazione fisica delle banche dati e potrebbe danneggiare gli operatori che stanno affrontando nuovi investimenti per adeguare le interfacce con le imprese di vendita e con il Sistema Informativo Integrato (SII).
- 30.5 Un soggetto, inoltre, ha segnalato che gli attuali livelli di ricavo non sarebbero sufficienti a coprire i costi e che, in assenza di adeguamenti tariffari, le imprese distributrici che hanno investito si troveranno ancora a dover sostenere una perdita mentre gli operatori che stanno affrontando nuovi investimenti non avranno garanzie di riconoscimento dei costi.
- 30.6 Un soggetto, infine, ritiene accettabile l’ipotesi di superamento dell’attuale differenziazione dei corrispettivi in funzione delle modalità di erogazione del servizio di maggior tutela solo se e solo quando l’*unbundling* su tutti i fronti sarà completo e quando l’attuale forma di maggior tutela per i clienti in bassa tensione (almeno sul lato elettrico) sarà totalmente superata.
- 30.7 In relazione a quanto emerso in sede di consultazione l’Autorità ritiene che non sussistano ragioni per differenziare i corrispettivi a

²⁹ Con l’eccezione delle utenze per illuminazione pubblica, per le quali la tariffa di riferimento è espressa in centesimi di euro/kWh.

copertura dei costi di commercializzazione in funzione della dimensione di impresa. L'impostazione adottata dall'Autorità nella regolazione dei servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas è sempre stata orientata a riconoscere gli effetti sui costi del servizio derivanti da fattori esogeni e a non riconoscere invece inefficienze legate a una dimensione di scala non sufficiente. L'Autorità non ritiene infatti corretto far gravare sui clienti del servizio inefficienze che possano essere superate con operazioni di aggregazione degli operatori al fine di raggiungere assetti ottimali.

- 30.8 L'Autorità peraltro condivide l'esigenza di evitare fenomeni di *free riding* e non farà mancare interventi di *enforcement* volti a vigilare sull'ottemperanza alle disposizioni in materia di separazione funzionale.
- 30.9 Per quanto riguarda i costi relativi allo sviluppo delle interfacce con le imprese di vendita e con il SII l'Autorità ritiene che variazioni nel livello dei costi del servizio possano essere efficacemente intercettate dai meccanismi di aggiornamento annuale.

31. Tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione

- 31.1 Come ricordato nel documento 446/2015/R/EEL la definizione delle tariffe obbligatorie per le utenze domestiche in bassa tensione è oggetto del procedimento avviato con la deliberazione 204/2013/R/EEL. Di conseguenza nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 483/2014/R/EEL si sviluppano ipotesi di regolazione limitatamente alle tariffe obbligatorie per le utenze non domestiche.
- 31.2 Nel documento 446/2015/R/EEL, con riferimento al *NPRI*, l'Autorità ha ipotizzato di mantenere l'attuale struttura tariffaria delle tariffe obbligatorie per le utenze non domestiche, caratterizzata da corrispettivi differenziati per sotto-tipologie contrattuali individuate come significative in base al livello di potenza impegnata.
- 31.3 Nel medesimo documento 446/2015/R/EEL è stata indicata, in relazione all'obiettivo di aumentare la *cost reflectivity* delle tariffe per il servizio di distribuzione, la possibilità di effettuare nel *NPRI*, con riferimento alle utenze non domestiche in bassa e media tensione, l'azzeramento del corrispettivo espresso in centesimi di euro/kWh con contestuale adeguamento dei corrispettivi espressi in quota potenza, in analogia a quanto prospettato nel documento per la consultazione 18 giugno 2015, 293/2015/R/EEL relativo alla revisione della struttura delle tariffe applicate alle utenze domestiche.

- 31.4 Tale ipotesi è risultata largamente condivisa dai soggetti che hanno partecipato alla consultazione. Alcuni soggetti hanno evidenziato l'esigenza di tener conto dei tempi necessari ad apportare le necessarie modifiche ai sistemi di fatturazione sia delle imprese distributrici sia delle imprese di vendita. Un soggetto ha invece segnalato che il trasferimento del gettito derivante dalla quota energia verso la quota potenza potrebbe penalizzare gli interventi di efficienza energetica sia attuali sia futuri.
- 31.5 L'Autorità, alla luce delle osservazioni pervenute, conferma il proprio orientamento iniziale. In relazione alle osservazioni relative alla presunta penalizzazione degli interventi di efficienza energetica l'Autorità ritiene che il sistema tariffario debba anzitutto essere *cost reflective*. Solo un sistema *cost reflective* fornisce, infatti, i corretti segnali di prezzo ed informa gli utenti del servizio dei costi causati dalle loro scelte.
- 31.6 L'ipotesi di trattamento unificato dei costi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete e alla commercializzazione del servizio di distribuzione non incide sull'attuale struttura delle tariffe obbligatorie.

32. Vincoli ai ricavi ammessi

- 32.1 Il vincolo ai ricavi ammessi per il servizio di distribuzione nel *VPR* è stato determinato in funzione dalle tariffe di riferimento e del numero dei punti di prelievo serviti dall'impresa.
- 32.2 Nel documento 446/2015/R/EEL l'Autorità ha prospettato l'ipotesi di introdurre, in via sperimentale, configurazioni di menù regolatori che possano offrire alle imprese distributrici la possibilità di scegliere tra schemi alternativi di determinazione del vincolo ai ricavi a copertura dei costi del servizio di distribuzione.
- 32.3 Tale ipotesi, come indicato nel documento 446/2015/R/EEL, si inquadra nelle misure che l'Autorità ritiene vadano studiate per gestire al meglio l'evoluzione delle modalità di utilizzo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, segnatamente l'emergere della figura del c.d. *prosumer* e le prospettive di sviluppo dei sistemi di accumulo individuale dell'energia elettrica che, in una prospettiva di lungo termine, potrebbero portare a una riduzione nell'utilizzo delle reti.

Menù regolatori per le imprese grandi (oltre 100.000 punti di prelievo)

- 32.4 I menù regolatori ipotizzati nel documento 446/2015/R/EEL, oltre alla dimensione relativa al grado di rischio, prevedono differenziazioni legate alla qualità del servizio. Tali dimensioni sono state combinate nel menù previsto per le imprese grandi (oltre 100.000 punti di prelievo serviti) in quattro opzioni: *opzione base*, *opzione rischio volume*, *opzione qualità addizionale* e *opzione rischio volume e qualità addizionale*.
- 32.5 Nell'ambito della consultazione sono emerse posizioni differenziate rispetto a tali ipotesi.
- 32.6 Un soggetto ha segnalato l'esigenza di offrire agli operatori la possibilità di scegliere le opzioni del menù su base annuale, in modo da rendere maggiormente flessibile il meccanismo e stimolando l'adesione delle imprese distributrici, soggetti tipicamente avversi al rischio. Il medesimo soggetto suggerisce l'introduzione di ulteriori margini di flessibilità nell'ambito delle *opzioni qualità*, prevedendo la possibilità di aderire a solo uno o più meccanismi facoltativi.
- 32.7 Rispetto ai criteri per differenziare rispetto al grado di rischio un soggetto ritiene necessario tenere conto che il soggetto che dovrà valutare in concreto la scelta non è un soggetto neutrale al rischio, ma un soggetto tendenzialmente avverso al rischio e, di conseguenza, l'*extra*-remunerazione offerta dovrà essere tale per cui un soggetto avverso al rischio valuti in modo identico le opzioni del menù caratterizzate da diverso un diverso grado di rischio volume.
- 32.8 Un soggetto non valuta positivamente l'ipotesi di introduzione dei menù di regolazione per le imprese distributrici, in quanto tale soluzione produrrebbe elevata discrezionalità da parte del distributore. Il medesimo soggetto ritiene corretto accollare alle imprese distributrici il rischio volume; nel contesto di sviluppo degli *smart distribution system*, analizzati nel documento 255/2015/R/EEL, l'attribuzione del rischio volume sui nuovi investimenti all'impresa distributtrice sarebbe un incentivo adeguato per evitare che il livello degli investimenti sia superiore a quello socialmente desiderabile.
- 32.9 Un soggetto ritiene invece che l'allocazione del rischio volume in capo ai distributori non si configuri come una scelta efficiente. Secondo tale soggetto le reti di distribuzione sarebbero dimensionate per assicurare a ciascun utente il massimo prelievo di elettricità nei limiti della potenza disponibile nel rispetto dei vincoli di sicurezza del sistema elettrico e degli *standard* di continuità del servizio. Modifiche dei livelli di domanda (riduzioni) successivi alla realizzazione delle infrastrutture di rete sarebbero sempre possibili, mentre il costo una

volta sostenuto è *sunk*. Secondo il medesimo soggetto l'esposizione al rischio dell'andamento di una variabile esogena, quale l'andamento della domanda di elettricità, porterebbe l'impresa distributrice ad agire in un contesto di incertezza sulla remunerazione associata agli investimenti con una corrispondente alea sui ricavi ammessi. Tale scelta sarebbe pertanto in contrasto con l'obiettivo di stabilità tariffaria che la stessa Autorità intenderebbe perseguire nel *NPRI*, soprattutto perché l'introduzione dei menù regolatori sarebbe prevista proprio a partire dall'1 gennaio 2016.

- 32.10 Un soggetto ha espresso netta contrarietà rispetto all'ipotesi di introduzione del rischio volume che non sarebbe in linea con l'approccio prevalente tra i regolatori europei. Secondo il medesimo soggetto l'impresa distributrice non avrebbe a disposizione leve per gestire le variabili di scala sulle quali viene definito il vincolo di ricavo. La quota di nuovi investimenti per l'adeguamento al carico e quindi potenzialmente differibili sarebbe molto limitata. Sarebbero infatti prevalenti investimenti guidati da *driver* esterni all'impresa quali le connessioni degli impianti di produzione e gli allacciamenti dei clienti finali.
- 32.11 Un soggetto ha evidenziato la necessità di meglio definire i singoli aspetti relativi alle ipotesi di menù, sottolineando l'esigenza di aprire un confronto con gli operatori. Secondo tale soggetto un avvio della sperimentazione dei menù a partire dal 2016 non sembra possibile. Con riferimento alle *opzioni qualità* il medesimo soggetto manifesta contrarietà all'inserimento del meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne all'interno di tali menù regolatori, dato che la mancata adesione a tale meccanismo facoltativo di regolazione comporterebbe una doppia penalizzazione per il distributore, ovvero una maggiorazione delle penalità per la continuità del servizio e una preclusione all'accesso ai menù tariffari. Con riferimento alle *opzioni rischio volume* il medesimo soggetto ritiene che, poiché l'assunzione del rischio volume da parte dei distributori si palesa molto forte in presenza di consumi elettrici ancora stagnanti, tale rischio non possa essere adeguatamente controbilanciato dal Regolatore con la leva della remunerazione degli investimenti, dato che le imprese distributrici non hanno possibilità di intervento su variabili poste al di fuori del loro controllo.
- 32.12 Rispetto a quanto emerso in consultazione, con riferimento alle *opzioni rischio volume* l'Autorità intende ribadire quanto riportato nei paragrafi 13.5 e 13.6 del documento 446/2015/R/EEL. Nel paragrafo 13.5 veniva prospettata la possibilità di responsabilizzare in qualche misura le imprese distributrici in relazione al rischio volume, con l'obiettivo di favorire una migliore accuratezza da parte delle

medesime imprese nelle scelte di investimento e, conseguentemente, un contenimento del costo del servizio nel medio-lungo termine, soprattutto in considerazione dell'atteso sviluppo degli *smart distribution system*. L'esposizione a un più alto rischio di inutilizzo delle infrastrutture richiede una compensazione in termini di incremento del tasso di remunerazione del capitale investito. L'Autorità condivide però l'esigenza di meglio approfondire e calibrare in modo opportuno le relazioni rischi-rendimenti, anche mediante un confronto con gli operatori. Di conseguenza sembra ragionevole prevedere che l'introduzione delle *opzioni rischio volume* siano differite rispetto alla scadenza dell'1 gennaio 2016.

- 32.13 Con riferimento alle *opzioni qualità*³⁰ l'Autorità ritiene opportuno, in relazione a quanto emerso dalla consultazione, tenendo conto del carattere sperimentale dei menù e delle cadenze previste per l'entrata in vigore dei diversi meccanismi facoltativi di regolazione della qualità, prevedere la possibilità per le imprese di aderire ai singoli meccanismi.

Menù regolatori per le imprese medio-piccole (fino a 100.000 punti di prelievo)

- 32.14 Per le imprese distributrici di dimensione medio-piccola (fino a 100.000 punti di prelievo serviti) è ipotizzata l'adozione di un menù regolatorio che consente alle imprese di scegliere tra un regime individuale di riconoscimento dei costi e un regime parametrico, combinati con un diverso grado di obblighi in materia di qualità del servizio.
- 32.15 L'opzione di riconoscimento parametrico, come indicato nel paragrafo 25.6 del documento 335/2015/R/EEL, prevede 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 preventivi meccanismi di perequazione specifica aziendale.

³⁰ Secondo quanto riportato nel paragrafo 2.12 del documento 415/2015/R/EEL, in materia di continuità del servizio di distribuzione sono previste le seguenti regolazioni opzionali:

- a) partecipazione alle regolazioni premi-penalità da parte delle imprese di piccole dimensioni, anche in forma aggregata;
- b) partecipazione alla regolazione premi-penalità delle interruzioni dovute a cause esterne;
- c) partecipazione alla regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni con preavviso;
- d) partecipazione alla regolazione premi-penalità delle interruzioni dovute a forza maggiore.

- 32.16 L'opzione di riconoscimento puntuale, a cui, nelle intenzioni dell'Autorità, potranno accedere in modo prioritario le imprese già ammesse al precedente regime di perequazione specifica aziendale, prevede che le tariffe di riferimento riflettano costi riconosciuti di capitale calcolati puntualmente per singola impresa. La scelta di tale opzione implica, come indicato nel paragrafo 25.11 del richiamato documento 335/2015/R/EEL, 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).
- 32.17 Per l'implementazione del menù regolatorio per le imprese medio-piccole l'Autorità provvederà a estendere gli obblighi in materia di qualità di cui al paragrafo 32.16, lettere c). e d).
- 32.18 Per le imprese che servano meno di 5.000 punti di prelievo che richiedano di accedere al regime di calcolo puntuale è poi previsto che le medesime 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).
- 32.19 In caso di mancato rispetto degli *standard* di qualità individuati è prevista l'automatica applicazione, a partire dall'anno successivo a quello in cui si verifica la violazione e per la restante parte del *NPRI*, dell'opzione parametrica.
- 32.20 Un soggetto ha manifestato netta contrarietà all'ipotesi di introduzione di un menù di regolazione destinato alle imprese medio-piccole.

- 32.21 L'Autorità, in relazione a quanto ipotizzato in materia di riconoscimento dei costi per le imprese distributrici di dimensioni medio-piccole, ritiene opportuno confermare gli orientamenti iniziali per l'introduzione di uno specifico menù di regolazione per le imprese medio-piccole, al fine di garantire un certo margine di flessibilità nelle scelte delle imprese.
- 32.22 Le imprese che scelgono la determinazione dei ricavi ammessi sulla base della valutazione degli investimenti sono tenute a manifestare la loro scelta una sola volta nel corso dell'*NPRI* entro e non oltre il 29 febbraio 2016.

33. Meccanismi di perequazione per le imprese distributrici

- 33.1 Nel documento 446/2015/R/EEL l'Autorità ha ipotizzato per il *NPRI* il mantenimento dei seguenti meccanismi di perequazione, già attivi nel *VPR*:
- a) perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
 - b) perequazione dei costi di trasmissione.
- 33.2 Tale ipotesi è risultata condivisa nell'ambito della consultazione e pertanto l'Autorità intende confermarla.
- 33.3 In relazione alla perequazione dei costi di trasmissione, in sede di consultazione è stato segnalato che nel caso in cui si dia corso a una riforma dei corrispettivi *CTR*, nei termini prospettati nel capitolo 6 del documento 446/2015/R/EEL, si renderebbe necessaria una revisione delle modalità di determinazione degli importi di perequazione d'acconto. In merito un soggetto ha proposto di calcolare gli acconti dell'anno *n* in misura pari al 100% della perequazione dell'anno *n-2*.
- 33.4 L'Autorità ritiene meritevoli di attenzione le istanze formulate in relazione alle modalità di determinazione degli importi di perequazione d'acconto e valuterà eventuali correttivi per garantire coerenza con le scelte operate per la definizione dei corrispettivi *CTR*.
- 33.5 L'Autorità inoltre conferma l'orientamento illustrato nel cap.14 del documento 446/2015/R/EEL di allineare le tempistiche delle perequazioni disciplinate dal TIT con quelle previste nel TIV³¹ e nella

³¹ IL TIV è l'Allegato A alla deliberazione 301/2012/R/EEL, come successivamente modificato e integrato.

RTDG³² per il servizio di distribuzione del gas. Le tempistiche sono riportate nella tabella 1.

Tabella 1: Ipotesi relative alle tempistiche dei meccanismi di perequazione

	Tempistiche attuali	Nuove tempistiche
Invio dei dati da parte delle imprese alla CCSE	30 settembre	31 luglio
Comunicazione preliminare dei risultati di perequazione da parte della CCSE	-	15 settembre
Comunicazione dei risultati di perequazione da parte della CCSE	30 ottobre	15 novembre
Versamento delle imprese alla CCSE degli importi dovuti	15 novembre	15 dicembre
Erogazione dalla CCSE alle imprese degli importi spettanti	30 novembre	31 dicembre

33.6 Nel caso di rettifiche degli importi di perequazione derivanti da errori di comunicazione delle informazioni fornite dalle imprese distributrici, l'Autorità conferma l'intenzione di applicazione di maggiorazioni agli importi di perequazione medesimi secondo modalità operative definite dalla CCSE.

34. Meccanismi di promozione delle aggregazioni

34.1 L'Autorità ritiene che l'impostazione generale della regolazione nel *NPR* sia orientata a favorire le aggregazioni tra imprese, che fino a ora ha coinvolto un numero limitato di soggetti. Infatti, oltre al riconoscimento basato su valori medi nazionali dei costi operativi per i servizi di distribuzione e misura, l'Autorità ha indicato l'ipotesi di

³² RTDG è l'Allegato A alla deliberazione 24 luglio 2014, 367/2014/R/GAS, come successivamente modificata e integrata.

riconoscimenti parametrici anche con riferimento ai costi di capitale, pur preservando le specificità connesse agli effetti di variabili esogene.

- 34.2 Per quanto riguarda invece meccanismi economici specifici che promuovano le aggregazione, nel documento 446/2015/R/EEL, anche in relazione all'efficacia nel complesso limitata degli istituti specifici in vigore nei precedenti periodi di regolazione, ha ipotizzato di introdurre strumenti di correzione del valore regolatorio degli *asset*, attivabili in sede di aggregazione di più imprese distributrici, analoghi a quelli che sono stati individuati con la deliberazione 24 luglio 2015, 367/2015/R/GAS con cui è stata definita la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, integrando le disposizioni di cui alla deliberazione 12 dicembre 2013, 573/2013/R/GAS, relative alle gestioni comunali e sovracomunali, con le disposizioni relative alle gestioni per ambito di concessione.
- 34.3 In relazione a tale ipotesi non ci sono state in generale osservazioni. Un soggetto si è dichiarato favorevole alla ipotesi formulata nella consultazione di mutare il meccanismo previsto per il servizio di distribuzione del gas. Secondo tale soggetto vanno però chiariti i criteri per la stratificazione del valore delle reti calcolato in via parametrica. Secondo il medesimo soggetto sarebbe opportuno che il nuovo meccanismo non sostituisse ma si affiancasse al meccanismo previsto dall'articolo 36 del TIT 2012-2016.
- 34.4 In merito all'introduzione di meccanismi economici specifici di promozione alle aggregazioni, l'Autorità ritiene non opportuno sovrapporre strumenti diversi aventi la medesima finalità e pertanto è conferma i propri orientamenti iniziali.

Spunti di consultazione

S22. Osservazioni sui criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione.

PARTE VIII - SERVIZIO DI MISURA

35. Razionalizzazione della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica: il TIME

Introduzione

- 35.1 Come già indicato nel documento 446/2015/R/EEL, l'Autorità intende razionalizzare la regolazione della misura dell'energia elettrica, completarla nelle parti mancanti e uniformarla, superando tra l'altro l'attuale distinzione tra misura dell'energia elettrica immessa, prelevata o prodotta e ricomprendendo tutte le disposizioni regolatorie in materia, oggi frammentate in una serie di provvedimenti³³, all'interno di un unico testo integrato (TIME³⁴).
- 35.2 L'Autorità, nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 483/2014/R/EEL, intende svolgere queste attività attraverso fasi progressive, con l'obiettivo di completarle nel corso del *NPR*.

Integrazione della misura dell'energia elettrica immessa e prelevata con la misura dell'energia elettrica prodotta

- 35.3 Il documento 446/2015/R/EEL ha focalizzato l'attenzione sull'integrazione della misura dell'energia elettrica immessa e prelevata con la misura dell'energia elettrica prodotta. Sono stati presentati gli orientamenti dell'Autorità in merito alle responsabilità dell'erogazione delle attività afferenti la misura dell'energia elettrica, introducendo anche il concetto di "punto di misura" svincolato dal punto di connessione a cui la regolazione vigente è correlata e ferme restando le definizioni delle attività riportate nel TIUC.
- 35.4 Più in dettaglio, il documento 446/2015/R/EEL ha ipotizzato di definire il punto di misura come il punto fisico di una rete elettrica o di un impianto d'utenza nel quale dovrebbe essere installata un'apparecchiatura di misura affinché sia possibile rilevare il dato di misura necessario per l'applicazione delle disposizioni normative e

³³ A titolo di esempio si citano il TIME, il TIS, il TIV, il Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica di cui alla deliberazione 4 giugno 2015, 268/2015/R/EEL, la deliberazione 4 dicembre 2014, 595/2014/R/EEL, le Direttive)

³⁴ TIME è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2012-2015, Allegato A alla deliberazione 29 dicembre 2011, come successivamente modificato e integrato.

regolatorie vigenti. Solo ove non sia tecnicamente possibile installare i misuratori in corrispondenza del punto di misura, il dato di misura da utilizzare ai fini regolatori può essere determinato tramite opportuni algoritmi, a partire dai dati effettivamente rilevati.

- 35.5 Il punto di misura, a sua volta, può essere di tipo diverso: esso infatti può essere un punto di misura di scambio (nel caso in cui si intenda rilevare il dato di misura dell'energia elettrica prelevata o immessa), oppure un punto di misura di generazione (nel caso in cui si intenda rilevare il dato di misura dell'energia elettrica prodotta), oppure un punto di misura di consumo (nel caso in cui si intenda rilevare il dato di misura dell'energia elettrica consumata).
- 35.6 Per quanto riguarda il punto di misura di scambio, si ritiene che esso debba coincidere con il punto di connessione, definito come all'articolo 1, comma 1.1, lettera ee), del TICA³⁵. I criteri di localizzazione indicati dall'articolo 9 del TIC sono tuttora validi e si ritiene che debbano essere estesi a tutti i punti di misura di scambio (siano essi punti di prelievo o punti di immissione).
- 35.7 Per quanto riguarda il punto di misura di generazione, si ritiene che esso debba essere determinato in base ai criteri già definiti dall'articolo 6 della deliberazione 4 dicembre 2014, 595/2014/R/EEL. Si sottolinea, al riguardo, che nei casi di impianti che immettono in rete tutta la propria produzione di energia elettrica e per i quali (ai fini della corretta applicazione degli strumenti di incentivazione) non è necessario disporre dell'energia elettrica prodotta lorda, non viene richiesta la misura dell'energia elettrica prodotta poiché essa coincide con la misura dell'energia elettrica immessa in rete.
- 35.8 Per quanto riguarda il punto di misura di consumo, si ritiene che esso debba essere determinato, coerentemente con quanto già evidenziato nell'articolo 23 del TISSPC³⁶, al fine di rilevare i consumi afferenti a ogni singola unità di consumo, come ivi definita.

³⁵Il punto di connessione è definito come “il confine fisico tra la rete di distribuzione o la rete di trasmissione e la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del richiedente, attraverso cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica. Nel caso di connessioni a reti elettriche gestite da soggetti diversi ed utilizzate dai gestori di rete, sulla base di apposite convenzioni, per lo svolgimento delle proprie funzioni, il punto di connessione è il confine fisico tra la predetta rete gestita da soggetti diversi e la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del richiedente, attraverso cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica.”. Il TICA è l'Allegato A alla deliberazione 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, come successivamente modificato e integrato.

³⁶ Il TISSPC è l'Allegato A alla deliberazione 12 dicembre 2013, 578/2013/R/EEL, come successivamente modificato e integrato.

- 35.9 In merito agli aspetti finora riassunti, non sono pervenute osservazioni di rilievo. Si intende pertanto confermare quanto già esposto nel documento 446/2015/R/EEL.
- 35.10 Si rileva peraltro che l'introduzione del concetto di punto di misura consente anche di applicare le tariffe di misura in maniera più coerente con il servizio effettivamente erogato rispetto a quanto previsto dall'attuale regolazione: quest'ultima, infatti, prevede l'applicazione delle tariffe ai punti di connessione, anche nei casi (quali la misura dell'energia elettrica prodotta) in cui l'attività di misura non è afferente al medesimo punto di connessione.

Responsabilità delle attività afferenti la misura dell'energia elettrica

- 35.11 Il documento 446/2015/R/EEL ha anche esposto gli orientamenti dell'Autorità in merito alle responsabilità delle diverse attività relative alla misura, come definite dal TIUC. Più in dettaglio, nel caso di utenze connesse alle reti, si ritiene che:
- a) la responsabilità dell'installazione e manutenzione dei misuratori sia in capo ai gestori di rete nel caso di:
 - i. punti di misura di prelievo,
 - ii. punti di misura di immissione su reti in bassa tensione,
 - iii. punti di misura di generazione afferenti a impianti connessi alle reti in bassa tensione,
 - iv. punti di misura di generazione afferenti a impianti di potenza fino a 20 kW, per livelli di tensione diversi dalla bassa tensione;
 - b) la responsabilità dell'installazione e manutenzione dei misuratori sia in capo al produttore nel caso di:
 - i. punti di misura di immissione su reti diverse da quelle in bassa tensione,
 - ii. punti di misura di generazione afferenti a impianti di potenza maggiore di 20 kW, per livelli di tensione diversi dalla bassa tensione;
 - c) la responsabilità della gestione delle misure sia in capo a:
 - i. il gestore del sistema di trasmissione nazionale nel caso di punti di misura afferenti a utenze connesse alla rete rilevante³⁷;
 - ii. impresa distributrice nel caso di tutti gli altri punti di misura.

³⁷ La "rete rilevante" è definita come l'insieme della RTN, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla RTN in almeno un punto di interconnessione.

- 35.12 I soggetti di cui ai punti i. e ii. sono anche responsabili della gestione delle misure dell'energia elettrica consumata, come derivante da specifici algoritmi.
- 35.13 Si ricorda, altresì, che le responsabilità sopra evidenziate sono esclusivamente afferenti alle attività da effettuarsi presso i punti di misura. Eventuali ulteriori elaborazioni dei dati di misura (ad esempio, ai fini dell'applicazione degli strumenti incentivanti) non rientrano nelle responsabilità dei gestori di rete, ma del soggetto che necessita di tale elaborazione.
- 35.14 Con riferimento alle responsabilità delle attività relative alla misura nel caso di interconnessioni tra reti elettriche, si ritiene di prevedere che:
- a) la responsabilità dell'installazione e manutenzione dei misuratori sia in capo a:
 - i. impresa distributrice nel caso di interconnessione tra la rete di trasmissione nazionale e rete di distribuzione;
 - ii. impresa distributrice che gestisce la rete di distribuzione al livello di tensione più alto nel caso di interconnessione tra reti di distribuzione di diverse imprese distributrici con livelli di tensione diversi;
 - iii. impresa distributrice che, al momento della richiesta di interconnessione, cede energia elettrica attraverso tale punto, per la maggior parte del tempo su base annua (in relazione ai dati afferenti all'ultimo anno per cui sono disponibili), nel caso di interconnessione tra reti di distribuzione di diverse imprese distributrici con medesimo livello di tensione;
 - b) la responsabilità della gestione delle misure sia in capo a:
 - i. il gestore del sistema di trasmissione nazionale nel caso di punti di interconnessione tra la rete di trasmissione nazionale e rete di distribuzione;
 - ii. impresa distributrice responsabile dell'installazione e manutenzione del misuratore nel caso di interconnessione tra reti di distribuzione di diverse imprese distributrici.
- 35.15 L'orientamento di cui ai precedenti paragrafi 35.11, lettera c) e 35.14, lettera b) consente di attribuire al gestore del sistema di trasmissione nazionale anche la piena responsabilità della gestione di tutte le misure necessarie a individuare la quantità di energia elettrica scambiata tra la rete di trasmissione nazionale e le altre reti elettriche, anche per il tramite di algoritmi a partire dai dati di misura disponibili, evitando al tempo stesso nuove installazioni massive di misuratori in corrispondenza dei punti di interconnessione tra la rete di trasmissione nazionale e rete di distribuzione.

- 35.16 In relazione a tali aspetti:
- a) alcuni distributori e un'associazione di categoria hanno sollevato criticità in merito alla previsione di attribuire al gestore del sistema di trasmissione nazionale, in luogo delle imprese distributrici, la responsabilità della raccolta, validazione e registrazione (ora denominata gestione) dei dati di misura nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione e *RTN*. Più in dettaglio:
 - i. un'impresa distributrice reputa che la responsabilità della raccolta, validazione e registrazione debba essere mantenuta in capo alle imprese distributrici per ragioni gestionali e di sicurezza, in considerazione del fatto che spesso i misuratori sono posizionati all'interno dell'edificio servizi delle cabine primarie di proprietà del distributore e i trasformatori di tensione e di corrente sono posti sul lato MT del trasformatore AT/MT e, talvolta, in comune con le protezioni di macchina e di montante. Inoltre, Enel Distribuzione precisa che alcune anomalie di funzionamento dei misuratori possono essere segnalate direttamente dal sistema di telegestione, mentre altri errori non sono intercettabili dal sistema di telegestione ma vengono individuati attraverso verifiche innescate dai propri operatori che eseguono il processo di validazione;
 - ii. un'impresa distributrice reputa che la responsabilità di tutte le attività afferenti la misura debba essere attribuita a un unico operatore (l'impresa distributrice), onde evitare che l'inserimento di un ulteriore soggetto nella filiera di misura possa generare contestazioni tra parti;
 - b) il gestore del sistema di trasmissione nazionale ha ritenuto invece condivisibile il passaggio di responsabilità in via definitiva della raccolta, validazione e registrazione dei dati di misura nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione e *RTN*, nonché nei punti di misura afferenti a utenze connesse alla rete rilevante.
- 35.17 Tenendo conto delle osservazioni sopra riportate, si ritiene opportuno confermare, nella sostanza, gli orientamenti già esposti nel documento 446/2015/R/EEL, apportando le seguenti modifiche:
- a) attribuire all'impresa distributrice la responsabilità dell'attività di manutenzione e installazione nonché dell'attività di gestione dei dati di misura, prevedendo obbligatoriamente che quest'ultima si avvalga del gestore del sistema di trasmissione nazionale per l'attività di gestione dei dati misura;
 - b) al fine di rendere ancora più omogenee le responsabilità delle attività afferenti la misura dell'energia elettrica, il punto iv. della lettera a) del paragrafo 35.11 potrebbe essere soppresso (modificando, quindi, anche quanto previsto al punto i. della

lettera b del medesimo paragrafo)), prevedendo quindi che per tutti i punti di misura di generazione afferenti a impianti connessi a livelli di tensione diversi dalla bassa tensione la responsabilità dell'installazione e della manutenzione dei misuratori sia in capo al produttore.

- 35.18 Gli orientamenti finali sopra riportati in materia di responsabilità comportano innovazioni rispetto alle responsabilità attualmente attribuite, in relazione alla *RTN* (per la quale la responsabilità di tutte le attività afferenti la misura viene trasferita in capo al gestore del sistema di trasmissione nazionale, con l'unica eccezione dell'installazione e manutenzione dei misuratori afferenti ai punti di immissione). Si rende pertanto necessario un periodo di transizione, come peraltro indicato da alcuni operatori nel corso della consultazione. In particolare, si ritiene opportuno che i soggetti responsabili dell'installazione e della manutenzione dei misuratori ai sensi della regolazione attualmente vigente continuino a mantenere tale responsabilità, occupandosi della manutenzione dei misuratori già installati, finché non si rende necessaria la loro sostituzione che dovrà essere operata dal nuovo responsabile. Si ritiene che non sussistano criticità in merito al trasferimento della responsabilità della gestione delle misure dalle imprese distributrici al gestore del sistema di trasmissione nazionale in quanto appare che già attualmente tutti i misuratori in oggetto possano essere teleletti anche dal gestore del sistema di trasmissione nazionale. Diversamente, si renderebbe necessario adeguare i misuratori installati, sostituendoli se necessario.
- 35.19 Si rende inoltre necessario ridefinire i flussi informativi dei dati di misura dell'energia elettrica prelevata dalla *RTN* poiché essi devono essere resi disponibili dal gestore del sistema di trasmissione nazionale alle imprese distributrici affinché queste ultime possano effettuare le attività di fatturazione di propria competenza. Si ritiene, al riguardo, che il gestore del sistema di trasmissione nazionale debba rendere disponibili le misure dalla medesima rilevate alle imprese distributrici territorialmente competenti entro il terzo giorno lavorativo del mese successivo a quello di riferimento.
- 35.20 Si ritiene, infine, che le nuove responsabilità possano trovare applicazione a far data dall'1 gennaio 2017.

Trattamento dei dati di misura

- 35.21 Con riferimento al trattamento dei dati di misura, l'Autorità intende prevedere:

- a) per quanto riguarda i punti di prelievo, il trattamento su base oraria anche per quelli afferenti a clienti finali BT altri usi e per quelli relativi a clienti BT domestici presso cui è installato un impianto di produzione – oltre a quelli aventi potenza disponibili superiore a 55 kW, non corrispondenti a impianti di pubblica illuminazione. Peraltro, nei casi in cui sono presenti impianti di produzione di energia elettrica per i quali è necessaria la misura dell'energia elettrica prodotta, potrebbe essere opportuno estendere il trattamento su base oraria anche a tali dati di misura;
- b) per quanto riguarda i punti di immissione, il trattamento su base oraria anche per quelli afferenti a impianti di produzione di energia elettrica – oltre a quelli aventi potenza disponibili superiore a 55 kW, non corrispondenti a impianti di pubblica illuminazione.

35.22 Al riguardo, l'Autorità ha già coinvolto le imprese distributrici al fine di raccogliere informazioni ed elementi utili a valutare l'onerosità di tale previsione (sia in termini di numero che di costi) nonché le tempistiche necessarie. Si ritiene che l'implementazione di una siffatta previsione possa essere completata nel corso del *NPR*.

La misura dell'energia elettrica consumata

35.23 Ai fini dell'applicazione della parte variabile delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema sull'energia consumata in sito, ai sensi della legge 23 luglio 2009, n. 99 e del decreto-legge 91/14, è subentrata l'esigenza di disporre anche dei dati di misura dell'energia elettrica consumata. In una fase di prima attuazione, l'Autorità ha previsto che, nel caso di ASSPC, si faccia riferimento ai dati di misura eventualmente già disponibili ai fini fiscali o a formule forfetarie, come peraltro consentito dal decreto legge sopra richiamato.

35.24 Ai fini di una più efficace applicazione dei disposti normativi di cui sopra, l'Autorità ha ritenuto opportuno porre le basi affinché i distributori potessero disporre dei dati di misura del consumo in sito e, con il documento 446/2015/R/EEL, ha previsto la possibilità che, a decorrere dal 2017, nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo connessi alle reti elettriche di media, alta e altissima tensione, i gestori di rete responsabili della gestione dei dati di misura rilevino anche i dati di energia elettrica consumata in sito. Ciò non presuppone necessariamente l'individuazione di uno specifico punto di misura del consumo, poiché si ritiene che tali dati non debbano essere oggetto di misura diretta ma che possano essere calcolati tramite opportuni algoritmi, a partire dai dati di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata (fanno eccezione i casi in cui

più unità di consumo insistono sullo stesso punto di connessione, per i quali si rimanda all'articolo 23 del TISSPC)³⁸. Tali dati dovranno altresì essere messi a disposizione delle società di vendita ai fini della fatturazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema secondo le stesse modalità e tempistiche attualmente applicate per la messa a disposizione dei dati dell'energia elettrica prelevata.

35.25 Al riguardo:

- a) un'impresa distributrice ritiene opportuno che venga chiarito l'ambito di applicazione della misura dell'energia elettrica consumata e che vengano definiti i canali di messa a disposizione dei dati da parte dei distributori verso i venditori, suggerendo, a tal fine, di utilizzare i flussi standard definiti dalla deliberazione 1 marzo 2012, 65/2012/R/EEL. Inoltre, in merito alle tempistiche di messa a disposizione di tali dati ai venditori, la medesima società ritiene insufficienti i tempi attualmente vigenti per l'energia elettrica prelevata, definiti dal TIME, poiché i dati relativi all'energia elettrica consumata si basano anche sui dati relativi all'energia prodotta;
- b) un'impresa distributrice osserva che è necessario risolvere alcune criticità legate alle modalità e alle tempistiche di comunicazione dei dati ai venditori, oltre che alle tempistiche necessarie per l'implementazione delle modifiche ai sistemi di fatturazione necessarie per permettere la corretta gestione di tale tipologia di dato.

35.26 Si ritiene opportuno confermare l'orientamento espresso nel documento 446/2015//R/EEL, estendendolo anche al caso dei sistemi semplici di produzione e consumo connessi alle reti elettriche di bassa tensione, eventualmente al di sopra di una soglia opportunamente definita (ad esempio, 20 kW).

35.27 Occorre altresì prevedere che i dati di misura dell'energia elettrica consumata, qualora necessari, debbano essere resi disponibili dalle imprese distributrici alle società di vendita con le medesime modalità e tempistiche attualmente utilizzate per il trasferimento dei dati di misura dell'energia elettrica prelevata. Si ritiene, altresì, opportuno estendere tali modalità e tempistiche anche ai dati di misura dell'energia elettrica prodotta, nei casi in cui tali dati debbano essere resi disponibili ad altri soggetti, quali il GSE.

³⁸ Naturalmente tale disposizione richiede l'installazione di un misuratore dell'energia elettrica prodotta nei casi in cui esso è assente.

36. Regolazione tariffaria del servizio di misura

- 36.1 Coerentemente con quanto ipotizzato nel documento 446/2015/R/EEL, per l'*NPRI* l'Autorità è orientata a prevedere un sistema tariffario per il servizio di misura caratterizzato dalla presenza di una tariffa obbligatoria applicata ai punti di misura ed un meccanismo di perequazione dei ricavi attraverso il quale redistribuire alle imprese distributrici la quota parte dei ricavi tariffari a copertura dei costi di capitale relativi all'installazione e manutenzione dei misuratori in bassa tensione. Tale meccanismo di perequazione sostituirà il meccanismo di perequazione dei ricavi di misura vigente nel *VPR*.
- 36.2 Con riferimento alla struttura tariffaria, l'Autorità intende confermare la struttura monomia (espressa in euro/punto di misura) dei corrispettivi applicati ai punti di misura, ad eccezione di quelli applicati agli usi di illuminazione pubblica ed alla ricarica dei veicoli elettrici che sono espressi in euro/kWh. Tenuto conto del loro valore esiguo, gli elementi dei corrispettivi a copertura dei costi relativi alla raccolta, alla registrazione e validazione dei dati di misura verranno accorpati in un unico corrispettivo.
- 36.3 Con riferimento al corrispettivo a copertura dei costi di installazione dei misuratori verrà mantenuto il dettaglio relativo alla quota parte a copertura dei costi di capitale necessario ai fini dell'applicazione del meccanismo di perequazione di cui al paragrafo 36.1.

Spunti di consultazione

S23. Osservazioni sulle ipotesi per la regolazione del servizio di misura.

PARTE IX - ALTRE DISPOSIZIONI

37. Corrispettivi per prelievi di energia reattiva

- 37.1 Con il documento per la consultazione 21 aprile 2011, 13/11 l'Autorità ha prospettato alcune ipotesi relative alla regolazione di:
- a) prelievi e immissioni di energia reattiva nei punti di prelievo dei clienti finali connessi alla rete di trasmissione nazionale e alle reti di distribuzione dell'energia elettrica;
 - b) transiti di energia reattiva nei punti di interconnessione tra la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione;
 - c) transiti di energia reattiva nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione.
- 37.2 In tali ambiti si è resa necessaria l'analisi delle modalità con le quali Terna SpA, in quanto gestore della rete di trasmissione nazionale, si approvvigiona delle risorse di energia reattiva necessarie al funzionamento in sicurezza del sistema elettrico e alla regolazione della tensione.
- 37.3 Gli obiettivi dell'Autorità sono quelli di garantire l'aderenza delle tariffe ai costi per l'uso delle infrastrutture di rete, e perciò fornire corretti segnali di prezzo, a operatori di rete e clienti finali, volti a favorire un'allocazione e un uso efficiente delle risorse disponibili, mantenendo un sistema tariffario semplice e trasparente.
- 37.4 Con il successivo documento per la consultazione 8 marzo 2012, 76/2012/R/EEL, l'Autorità ha preannunciato l'intenzione di procedere a successivi approfondimenti per una più puntuale valutazione degli effetti prodotti dai prelievi di energia reattiva dalle reti in alta e altissima tensione, precisando inoltre che tali approfondimenti richiedono la modellizzazione dell'intero "sistema elettrico", comprensivo della rete elettrica, dei carichi (clienti finali e imprese distributrici), delle interconnessioni con l'estero e degli impianti di produzione, unitamente alla valutazione degli esiti dell'attività di dispacciamento.
- 37.5 Con la deliberazione 180/2013/R/EEL, l'Autorità ha regolamentato i prelievi di energia reattiva limitatamente ai punti di prelievo serviti in media e bassa tensione nella titolarità di clienti finali con contratti per uso non domestico e con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, a decorrere dal 1° gennaio 2016, rinviando a successivi provvedimenti:
- a) la valorizzazione dei corrispettivi per i prelievi di energia reattiva (i corrispettivi *pro forma* che sarebbero stati applicati nel 2015 sono quelli di cui alla Tabella 2);

- b) la definizione dei periodi di alto e basso carico in quanto rilevanti ai fini dell'applicazione di tali corrispettivi.
- 37.6 Con riferimento alla predetta lettera b), l'Autorità ritiene che i periodi di alto e basso carico siano individuabili nelle ore comprese nelle fasce orarie rispettivamente (F1+F2) ed F3.
- 37.7 Con la deliberazione 180/2013/R/EEL, l'Autorità ha rinviato a successivo provvedimento la definizione delle regole per i prelievi di energia reattiva nei punti di prelievo in alta e altissima tensione e per i transiti nei punti di interconnessione tra la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione, nonché tra i punti di interconnessione tra reti di distribuzione. Allo scopo, le simulazioni, qualitative e quantitative, necessarie alla rappresentazione del comportamento del sistema elettrico in relazione alle immissioni e ai prelievi di energia reattiva, sono state effettuate in collaborazione tra Terna e il Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano. Tali attività si sono concluse solo recentemente e necessitano di ulteriori approfondimenti circa le modalità di allocazione dei costi ai clienti finali ed alle imprese distributrici.
- 37.8 Per il *NPRI* l'Autorità è orientata a dare attuazione (dall'1 gennaio 2016) alla riforma dei corrispettivi per i prelievi di energia reattiva in media e bassa tensione da parte dei clienti finali non domestici con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, prevista dalla deliberazione 180/2013/R/EEL. In tale ipotesi si ricorda che una quota parte dei ricavi ottenuti dall'applicazione dei corrispettivi per prelievi di energia reattiva concorre alla determinazione dei ricavi effettivi relativi al servizio di distribuzione considerati nei meccanismi di perequazione.
- 37.9 In relazione ai prelievi di energia reattiva nei punti di prelievo in alta e altissima tensione, ai transiti nei punti di interconnessione tra la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione, nonché tra i punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'Autorità intende confermare la regolazione attualmente vigente prevista dal *TIT*, (sia in ordine ai corrispettivi applicati ed alla destinazione degli importi derivanti dalla loro applicazione, sia in ordine ai limiti del fattore di potenza), in attesa del completamento delle attività di cui al paragrafo 37.7.

Tabella 2: Corrispettivi *pro forma* per prelievi di energia reattiva da parte di clienti finali in media e bassa tensione non domestici con potenza disponibile superiore a 16,5 kW

	Punti di prelievo in media tensione centesimi di euro/kVArh	Punti di prelievo in bassa tensione centesimi di euro/kVArh
Energia reattiva compresa tra il 33% ed il 75% dell'energia attiva nelle fasce F1 ed F2	<i>0,268</i>	<i>0,764</i>
Energia reattiva eccedente il 75% dell'energia attiva nelle fasce F1 ed F2	<i>0,345</i>	<i>0,984</i>
Energia reattiva nella fascia F3	<i>0</i>	<i>0</i>

38. Modalità di rettifica dei dati finalizzati alla determinazione delle tariffe di riferimento

- 38.1 Con alle rettifiche delle informazioni fornite dalle imprese distributrici e dal gestore del sistema di trasmissione ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento, l'Autorità conferma il proprio orientamento ad applicare criteri di gestione delle rettifiche di tipo asimmetrico con contestuale applicazione di un'indennità amministrativa a carico del soggetto richiedente la rettifica pari all'1% della variazione del livello dei ricavi ammessi derivanti dalla rettifica stessa.
- 38.2 In particolare si vuole prevedere che, a partire dalla determinazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2017:
- a) le richieste di rettifica di dati relativi a incrementi patrimoniali e contributi che comportino vantaggi per i clienti finali siano accettate con decorrenza dall'anno tariffario cui si riferisce l'errore;
 - b) le richieste di rettifica di dati relativi a incrementi patrimoniali e contributi che comportino vantaggi per le imprese distributrici siano accettate con decorrenza dall'anno tariffario successivo a quello della richiesta della rettifica.

Spunti di consultazione

- S24.** Osservazioni in merito all'ipotesi alternativa rispetto a quella prospettata nel paragrafo 37.8, di differire la data di entrata in vigore dei nuovi corrispettivi calcolati in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione 180/2013/R/EEL in attesa di una più generale revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza la cui analisi sarà condotta nel corso dell'anno 2016.
- S25.** Osservazioni sulle ipotesi relative alle tempistiche delle rettifiche di dati.

Appendice A: investimenti nella rete di trasmissione nazionale

La tabella seguente riporta gli interventi oggetto di regolazione di transizione I3.

Numero	Denominazione intervento (deliberazione 31 gennaio 2013, 40/2013/R/EEL)	Data obiettivo entrata in esercizio delib. 397/2015	Costo stimato di investimento delib. 40/2013 [milioni di Euro]
13	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	dic-2016	150
17	Elettrodotto 380 kV "Udine Ovest - Redipuglia"	dic-2016	115
27	Riassetto area metropolitana di Palermo	giu-2017	110
6	Elettrodotto 380 kV "Trasversale calabro Feroletto - Maida" e riassetto rete Nord Calabria	dic-2018	215
8	Elettrodotto 380 kV "Paternò - Pantano - Priolo"	dic-2018	220
18	[Razionalizzazione Media Valle del Piave - ex] Stazione 220 kV di Polpet (BL)	dic-2018	60
23	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile: rinforzi rete AAT e AT nell'area tra Foggia e Benevento	dic-2018	155
26	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	dic-2018	100
24	Elettrodotto 380 kV "Chiaromonte Gulfi - Ciminna"	giu-2019	200
2	Interconnessione HVDC Italia - Francia	dic-2019	365
7	Elettrodotto 380 kV "Foggia - Villanova"	dic-2019	290
14	Razionalizzazione 220 kV città di Milano e nuova SE 220 kV di Musocco (MI)	dic-2019	295
19	Elettrodotto 380 kV "Calenzano - S.Benedetto del Querceto - Colunga"	dic-2019	180
1	Interconnessione HVDC Italia - Balcani	Sospeso provv.	815
4	Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi"(1)	Data obiettivo sospesa provv.	750
12	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova (Dolo - Camin)	Sospeso provv.	330

(1) : In caso di inserimento nella RTN della porzione di rete di proprietà FSI e conseguente applicazione della deliberazione 517/2015/R/EEL, dal costo stimato dell'intervento sarebbe detratta la quota di investimento evitato per l'intervento già considerata nella medesima deliberazione.

La tabella seguente riporta gli interventi potenzialmente oggetto di regolazione di transizione I2.

Codice Schema PdS 15	Intervento (schema di PdS 2015)	Data prevista entrata in esercizio Schema PdS 15	Costo stimato di investimento Schema PdS 2015 [milioni di Euro]
8-P	Rimozioni limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	da definire	115
104-P	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	da definire	105
116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	2021 / da def.	57
127-P	Stazione 380 kV Mese	da definire	35
204-P	Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia - Austria	da definire	155
206-P	Stazione 380 kV Volpago	da definire	125
208-P	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vize (IT) - Steinach (AT)	da definire	35
215-P	Riassetto rete alto Bellunese	da definire	45
224-P	Potenziamento rete AT a nord di Schio	da definire	75
227-P	Stazione 380 kV in provincia di Treviso (Vedelago)	da definire	45
306-P	Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca	da definire	50
317-P	Rete metropolitana di Firenze	da definire	55
319-P	Anello 132 kV Riccione - Rimini	da definire	45
420-P	Riassetto rete Teramo - Pescara (1)	2015 / da def.	50
421-P	Razionalizzazione rete AT in Umbria	da definire	30
432-P	Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord (ex 914-N)	da definire	95
504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	da definire	200
604-P 619-P	Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 - Villafranca (2)	da definire	420
612-P	Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania	da definire	30
616-P	Stazione 380 kV Vizzini (ex SE 380 kV Mineo)	da definire	28
707-P	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa - Buddusò	2020 / da def.	45

(1): L'intervento potenzialmente oggetto di I2-NPRI e la relativa stima di costo sarebbero limitati alle opere la cui entrata in esercizio non è prevista nel 2015.

(2): L'analisi costi-benefici dello schema di Piano di Sviluppo 2015 e quindi il costo qui riportato include l'intervento I=3 Chiaramonte-Ciminna (codice 602-P). L'intervento potenzialmente oggetto di I2-NPRI e la relativa stima di costo sarebbero limitati alle opere rimanenti.