

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
337/2019/R/EEL**

**CRITERI PER L'AGGIORNAMENTO INFRAPERIODO
DELLA REGOLAZIONE INFRASTRUTTURALE
DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA
ELETTRICA**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente del 9 aprile 2019, 126/2019/R/EEL

Mercato di incidenza: energia elettrica

30 luglio 2019

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente del 9 aprile 2019, 126/2019/R/EEL, per la formazione di provvedimenti in materia di aggiornamento infra-periodo della regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Il presente documento illustra gli orientamenti dell'Autorità in materia di criteri per l'aggiornamento infraperiodo del livello dei costi operativi riconosciuti ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali per l'anno 2020 e dei successivi aggiornamenti, all'affinamento di alcuni aspetti della regolazione tariffaria del corrente periodo di regolazione, nonché gli orientamenti relativi alle linee di intervento in materia di regolazione della qualità per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica per gli anni 2020-2023.

*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@arera.it) entro il **20 settembre 2019**.*

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 di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 Milano**

e-mail: infrastrutture@arera.it

sito internet: www.arera.it

INDICE

PARTE I	ASPETTI INTRODUTTIVI	4
1.	Oggetto e ambito della consultazione.....	4
2.	Struttura del documento	7
PARTE II	CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI PER IL QUADRIENNIO 2020-2023	8
3.	Introduzione	8
4.	Fissazione dei livelli iniziali dei costi operativi riconosciuti.....	9
5.	Aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti.....	19
6.	Aspetti relativi alla determinazione dei costi di capitale riconosciuti....	20
7.	Criteria per il riconoscimento dei costi di capitale sostenuti da Terna in relazione al servizio di misura	23
PARTE III	REGOLAZIONE <i>OUTPUT-BASED</i> PER IL QUADRIENNIO 2020-2023	25
8.	Regolazione della qualità del servizio di trasmissione.....	25
9.	Prime considerazioni in materia di regolazione per l'incremento della resilienza del sistema di trasmissione.....	29
10.	Miglioramento della struttura topologica di rete nelle porzioni di rete più deboli	32
PARTE IV	ULTERIORI TEMI	35
11.	Incentivazione all'efficienza dei costi di investimento.....	35
12.	Promozione della completa unificazione della rete di trasmissione nazionale	36
APPENDICE A	Regolazione vigente nel NPR1	39
APPENDICE B	Valutazione di impatto della regolazione (VIR) delle tariffe del servizio di trasmissione	46
APPENDICE C	Valutazione di impatto della regolazione (VIR) della qualità del servizio di trasmissione	49

PARTE I

ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Oggetto e ambito della consultazione

- 1.1 Con la deliberazione 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL (di seguito: 653/2015/R/EEL) e in particolare con il relativo Allegato A (di seguito: Regolazione *output-based*) l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) ha definito la regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell’energia elettrica per il periodo 2016-2023.
- 1.2 Con la deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL (di seguito: 654/2015/R/EEL) l’Autorità ha definito la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023, articolato in due emi-periodi, di durata quadriennale, individuati di seguito come NPR1 (2016-2019) e NPR2 (2020-2023).
- 1.3 La medesima deliberazione 654/2015/R/EEL, con riferimento al NPR1, ha altresì approvato i seguenti allegati:
 - Allegato A (di seguito: TIT) che disciplina le tariffe per l’uso delle reti di trasmissione e distribuzione;
 - Allegato B (di seguito: TIME) che disciplina responsabilità e tariffe relative al servizio di misura;
 - Allegato C (di seguito: TIC) che disciplina le condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione.
- 1.4 La medesima deliberazione 654/2015/R/EEL, con riferimento all’approccio di regolazione adottato, ha:
 - a) confermato l’applicazione, per il NPR1, dell’approccio generale adottato nei precedenti periodi di regolazione, basato sulla compresenza di schemi di regolazione incentivante, per quanto riguarda il riconoscimento dei costi operativi, e schemi di riconoscimento di tipo *rate-of-return*, per i costi di capitale;
 - b) prospettato l’adozione, per il NPR2, in via evolutiva, di criteri di regolazione fondati sul controllo complessivo della spesa e sulla pianificazione degli investimenti corredato di meccanismi di incentivazione della qualità e delle *performance* del servizio reso, di natura *output-based*).
- 1.5 Nell’ambito della consultazione avviata con il documento 12 ottobre 2017, 683/2017/R/EEL, nel quale l’Autorità ha illustrato i propri orientamenti iniziali per l’introduzione di schemi di regolazione incentivante fondati sul conseguimento di obiettivi di spesa, è emersa l’esigenza di assicurare adeguata gradualità nell’introduzione del nuovo criterio di riconoscimento dei costi.

- 1.6 In vista della conclusione del NPR1, con deliberazione 9 aprile 2019, 126/2019/R/EEL (di seguito: deliberazione 126/2019/R/EEL), l’Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti per l’aggiornamento infra-periodo della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica relativa al semiperiodo di regolazione che decorre dall’1 gennaio 2020, chiarendo che intende introdurre le nuove logiche basate sul riconoscimento della spesa totale a partire dal 2024, nei confronti del gestore del sistema di trasmissione, valutando l’opportunità di estenderne successivamente l’applicazione al settore della distribuzione di energia elettrica, adottando un approccio graduale e riservandosi di applicare tali logiche, in via sperimentale, nell’ultimo anno del semiperiodo (2023), ai fini della determinazione dei costi riconosciuti per il gestore del sistema di trasmissione.
- 1.7 Tale impostazione ha trovato conferma con l’approvazione del “*Quadro strategico 2019-2021*” approvato con deliberazione 19 giugno 2019, 242/2019/A.
- 1.8 Conseguentemente, nell’ottica di una transizione verso il nuovo criterio di riconoscimento dei costi, pertanto, come indicato nella parte motiva della deliberazione 126/2019/R/EEL, l’Autorità intende operare nell’ambito dell’aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria in sostanziale continuità con i criteri adottati nel NPR1, focalizzandosi sulla revisione e sulle modalità di aggiornamento dei costi operativi ed affrontando alcune tematiche specifiche in ottica di affinamento della regolazione vigente.
- 1.9 Sulla base di quanto indicato nella deliberazione 126/2019/R/EEL non sono previste revisioni delle modalità di determinazione dei costi di capitale, fatti salvi taluni specifici temi, evidenziati al successivo paragrafo 1.10.
- 1.10 In particolare, il presente documento, riprendendo tematiche già enunciate nella deliberazione 126/2019/R/EEL, illustra gli orientamenti dell’Autorità con riferimento ad ulteriori temi di regolazione quali:
- a) la remunerazione dei lavori in corso per progetti di lunga durata realizzati dal gestore del sistema di trasmissione, valutando l’opportunità di introdurre un meccanismo semplificato;
 - b) la razionalizzazione dei costi legati alle attività di Terna relative ai profili euro-unitari, nonché di altri costi a questi assimilabili, oggetto di separato riconoscimento;
 - c) il riconoscimento dei costi relativi alle attività di misura attribuite a Terna ai sensi del TIME, valutando la necessità di meccanismi specifici in relazione alle nuove responsabilità attribuite all’impresa dal medesimo TIME a partire dall’anno 2017;
 - d) la definizione di meccanismi di ripartizione (*sharing*) dei ricavi netti derivanti dall’utilizzo di infrastrutture soggette a regolazione tariffaria ma

- affidenti ad attività diverse rispetto a quelle oggetto di riconoscimento tariffario;
- e) la regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, focalizzando l'intervento regolatorio sui temi della resilienza e dell'indisponibilità degli elementi della rete di trasmissione.
- 1.11 Nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 126/2019/R/EEL, è prevista l'emanazione di successivi documenti per la consultazione su tematiche specifiche del procedimento. In particolare, nel mese di ottobre è prevista la pubblicazione di un documento conclusivo, con gli orientamenti finali dell'Autorità per il NPR2 del quinto periodo di regolazione per il servizio di trasmissione di energia elettrica.
- 1.12 Nell'ambito del medesimo procedimento avviato con deliberazione 126/2019/R/EEL sono stati altresì emanati il documento per la consultazione 2 luglio 2019, 287/2019/R/EEL e il documento per la consultazione 23 luglio 2019, 318/2019/R/EEL, dedicati, rispettivamente, all'aggiornamento della regolazione della qualità del servizio di distribuzione e della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura per il semiperiodo 2020-2023.
- 1.13 Come già segnalato, il presente documento si sviluppa in coerenza con gli obiettivi previsti nel *Quadro strategico 2019-2021* che, con riferimento ai servizi infrastrutturali del settore elettrico, individua quali obiettivi strategici lo sviluppo selettivo e l'uso efficiente delle infrastrutture energetiche, al fine di assicurare che i costi che i consumatori sono chiamati a coprire siano efficienti e sostenibili, che le priorità di investimento degli operatori siano allineate alle esigenze del sistema e che i livelli di qualità del servizio convergano, su tutto il territorio nazionale, verso i livelli delle aree che risultano meglio servite.
- 1.14 A tale fine, risulta rilevante l'obiettivo OS.20 relativo all'introduzione di formule di riconoscimento tariffario basate su una regolazione per obiettivi di spesa e di servizio, al fine di superare l'attuale meccanismo ibrido di riconoscimento dei costi e adottare progressivamente un approccio integrato che responsabilizzi gli operatori, consenta il superamento dei riconoscimenti "*RAB-based*" e favorisca una regolazione tariffaria orientata sugli *output* del servizio reso.
- 1.15 Risultano inoltre rilevanti gli obiettivi relativi allo sviluppo di mercati dell'energia elettrica e gas sempre più efficienti e integrati a livello europeo (OS.16), alla promozione della qualità del servizio (OS.21) e al tema dell'innovazione, attraverso sperimentazioni e ricerca (OS.4) anche a fronte degli sviluppi che potranno derivare dagli obiettivi per il 2030 di sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, nel contesto complessivo dell'implementazione delle disposizioni del nuovo pacchetto europeo CEP.

2. Struttura del documento

- 2.1 Il presente documento per la consultazione, oltre alla presente parte introduttiva (Parte I), nella quale vengono richiamati gli obiettivi perseguiti e sintetizzati gli attuali meccanismi di regolazione, è organizzato in:
- Parte II, nella quale sono illustrati i criteri per la determinazione dei costi riconosciuti ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali, nonché le relative modalità di aggiornamento per il quadriennio 2020-2023;
 - Parte III, nella quale sono illustrati i criteri di regolazione *output -based* per il servizio di trasmissione;
 - Parte IV, nella quale sono illustrati ulteriori ambiti di intervento in relazione a specifici aspetti della regolazione.
- 2.2 Completano il documento tre Appendici: la prima sintetizza i criteri di regolazione vigenti sia per quanto riguarda gli aspetti tariffari che della qualità, la seconda illustra l'andamento dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione e per il servizio di dispacciamento nel NPR1, nonché degli investimenti relativi al servizio di trasmissione effettuati negli ultimi anni, la terza illustra l'andamento di alcuni indicatori della qualità del servizio di trasmissione nel medesimo NPR1.

PARTE II

CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI PER IL QUADRIENNIO 2020-2023

3. Introduzione

- 3.1 La presente Parte illustra gli orientamenti iniziali dell’Autorità in relazione alla determinazione dei costi riconosciuti nel quadriennio 2020-2023 con riferimento al servizio di trasmissione dell’energia elettrica.
- 3.2 Sulla base di quanto riportato nella parte di motivazione della deliberazione 126/2019/R/EEL, le proposte riportate nel presente documento per la consultazione sono riferite all’aggiornamento dei livelli iniziali dei costi operativi riconosciuti e alla determinazione del tasso annuale di recupero di produttività.
- 3.3 Come anticipato al paragrafo 1.9, in relazione al riconoscimento dei costi di capitale, l’Autorità intende confermare le modalità adottate nel NPR1, ad eccezione di taluni aspetti in relazione ai quali sono emerse possibilità di semplificazione e/o razionalizzazione dei meccanismi esistenti, sviluppati al successivo capitolo 6.
- 3.4 Non sono pertanto oggetto del presente procedimento i temi relativi alla revisione del tasso di remunerazione del capitale investito (e dei relativi parametri costitutivi, ivi incluso il coefficiente β), la cui determinazione e aggiornamento sono disciplinati dal TIWACC¹, ed i cui valori relativi al servizio di trasmissione sono stati aggiornati, a valere per il triennio 2019 - 2021, con deliberazione 6 dicembre 2018, 639/2018/R/COM.
- 3.5 Si fa inoltre osservare che, ai sensi del comma 7.3 del TIWACC, la stima del coefficiente β viene effettuata in occasione della revisione della regolazione tariffaria relativa ai singoli servizi infrastrutturali e, conseguentemente, con riferimento al servizio di trasmissione di energia elettrica, sarà effettuata al termine del NPR2, ai fini della sua applicazione a valere dall’anno 2024.

Perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione

- 3.6 Con la deliberazione 654/2015/R/EEL, l’Autorità ha proceduto ad uniformare i criteri di riconoscimento dei costi relativi al servizio di trasmissione e alle attività relative al servizio di dispacciamento al fine di contenere i rischi di *double counting*, confermando la presenza di due differenti componenti tariffarie (componente CTR per la copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione e

¹ Allegato A alla deliberazione 2 dicembre 2015, 583/2015/R/COM, come successivamente modificato e integrato.

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), al fine 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.

- 3.7 In merito, l'Autorità intende confermare le modalità di riconoscimento dei costi. Ai fini del presente documento, pertanto, i criteri di riconoscimento dei costi operativi per il servizio di trasmissione, laddove non diversamente specificato, devono intendersi applicabili altresì ai costi riconosciuti a Terna per lo svolgimento delle attività relative al dispacciamento (al netto dei costi relativi all'approvvigionamento delle risorse necessarie per tale servizio).
- 3.8 Nell'ambito del servizio di trasmissione sono altresì considerati i costi operativi relativi alle reti elettriche in alta e altissima tensione di proprietà di FSI S.p.A., oggetto di inserimento nell'ambito della RTN, a partire dai valori e secondo le modalità riportate nella deliberazione 29 ottobre 2015, 517/2015/R/EEL.

4. Fissazione dei livelli iniziali dei costi operativi riconosciuti

- 4.1 Nel presente capitolo vengono descritte le modalità di determinazione del costo operativo riconosciuto, rilevanti ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali per il NPR2, facendo riferimento ai più recenti dati di costo disponibili in tempo utile per le determinazioni tariffarie.
- 4.2 Pertanto, il costo riconosciuto a copertura dei costi operativi per il primo anno del NPR2 (2020) sarà determinato a partire dai seguenti elementi, opportunamente corretti per tener conto dell'inflazione:
- a) il costo effettivo (*COE*), rilevato a consuntivo nell'anno più recente disponibile (anno 2018), determinato sulla base dei criteri descritti ai paragrafi 4.6 e seguenti e tenendo conto di quanto previsto dalla richiamata deliberazione 2015, 517/2015/R/EEL;
 - b) la quota parte delle eventuali maggiori efficienze conseguite nel NPR1, lasciata temporaneamente in capo agli esercenti ai sensi di quanto proposto nel paragrafo 4.14 (*PS^{NPR1}*).
- 4.3 Nel caso in cui il livello del costo riconosciuto per l'anno 2018, 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, in coerenza con quanto previsto nel NPR1, intende determinare il costo riconosciuto per l'anno 2020 in funzione del costo operativo riconosciuto per l'anno 2018 e di una quota parte della differenza tra il costo riconosciuto per il medesimo anno 2018, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi di regolazione, e il costo operativo

effettivo relativo al medesimo anno (cfr. paragrafo 7.14 del documento per la consultazione 544/2015/R/EEL).

Anno di riferimento per la determinazione dei costi effettivi (COE)

- 4.4 L'Autorità, ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali per il NPR2, intende fare riferimento ai costi sostenuti nel penultimo anno del NPR1, vale a dire l'anno 2018.
- 4.5 Le informazioni relative a tali costi saranno desumibili:
- a) dai conti annuali separati predisposti ai sensi del TIUC², attualmente in fase di raccolta;
 - b) dalle risposte agli appositi questionari predisposti dagli Uffici dell'Autorità.

Determinazione dei costi effettivi (COE₁₈) e costi non riconoscibili ai fini regolatori

- 4.6 In coerenza con quanto previsto nel NPR1, ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2018 (COE₁₈), l'Autorità intende escludere dai costi riconosciuti le voci per le quali la copertura sia già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio costi di pubblicità e di *marketing*). Non è pertanto previsto il riconoscimento delle voci di costo relative a:
- a) i costi operativi non ricorrenti;
 - b) i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di rete di proprietà di altre imprese;
 - c) gli accantonamenti, diversi dagli ammortamenti, operati in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi e oneri;
 - d) gli oneri finanziari e le rettifiche di valori di attività finanziarie;
 - e) gli oneri straordinari;
 - f) gli oneri per assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi;
 - g) gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia risultata soccombente;
 - h) i costi connessi all'erogazione di liberalità;
 - i) i costi pubblicitari e di marketing, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai concessionari la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
 - j) i costi capitalizzati.
- 4.7 Sono escluse inoltre le poste relative agli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore elettrico, in coerenza con le disposizioni dell'articolo 27

² Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 22 maggio 2014, 231/2014/R/COM come successivamente modificato e integrato.

del decreto-legge 24 giugno 2014, 91, come convertito con modificazioni dall'articolo 1, comma 1, della legge 11 agosto 2014, 116.

- 4.8 Inoltre, in relazione ai costi per l'incentivazione all'esodo dei dipendenti, l'Autorità intende far riferimento agli effettivi utilizzi del relativo fondo, in luogo degli accantonamenti, prevedendo:
- a) l'integrale copertura della quota relativa al contributo versato all'INPS per il pagamento della pensione anticipata, riflesso di disposizioni normative primarie;
 - b) la parziale copertura, nella misura del 70%, della quota di incentivazione propriamente detta, frutto di contrattazione tra impresa e dipendente, la cui copertura integrale potrebbe ridurre l'incentivo dell'impresa a contenerne l'ammontare complessivo.
- 4.9 Con riferimento al precedente paragrafo 4.6, lettera a), l'Autorità, al fine di verificare eventuali comportamenti opportunistici da parte degli operatori volti ad incrementare i costi operativi nell'anno di riferimento concentrando il sostenimento di alcuni costi in tale anno (*cost padding*) o utilizzando i margini di discrezionalità consentiti dalla disciplina contabile civilistica e dai principi contabili internazionali nella capitalizzazione dei costi, intende procedere con specifici approfondimenti istruttori al fine di verificare, ove se ne riscontri la necessità, gli andamenti storici dei costi operativi, con l'obiettivo di normalizzare costi *una tantum* che, sebbene afferiscano alla gestione caratteristica, non si presentano in modo continuativo ovvero si sono manifestati, in un dato anno, in maniera eccezionale o anomala. L'Autorità si riserva quindi di determinare il valore del *COE*₁₈ tenendo anche conto del livello del costo operativo effettivo relativo agli anni precedenti.
- 4.10 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.
- 4.11 L'Autorità, inoltre, in sede di determinazione del costo riconosciuto per il NPR2, intende tenere conto delle disposizioni introdotte dai principi IFRS16 (che sostituisce il precedente principio IAS17) di cui al Regolamento (UE) 2017/1986 del 31 ottobre 2017, in merito al trattamento contabile dei contratti di *leasing* operativo, in vigore dall'1 gennaio 2019, che prevede l'iscrizione tra le immobilizzazioni del diritto d'uso del bene oggetto del contratto di *leasing*, equiparando di fatto il trattamento contabile del *leasing* operativo a quello finanziario.
- 4.12 L'Autorità è pertanto orientata a considerare, il valore del diritto d'uso del bene sottostante nell'ambito del capitale investito riconosciuto. In particolare, si intende prevedere che il suddetto valore d'uso possa essere inserito nella

rispettiva categoria di cespiti nei soli casi previsti dal punto 32 del principio contabile internazionale IFRS16, ossia nel caso in cui il locatore trasferisca la proprietà dell'attività sottostante al locatario al termine della durata del *leasing* oppure nel caso in cui il costo dell'attività consistente nel diritto di utilizzo rifletta il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto.

- 4.13 In tutti gli altri casi, il valore del diritto d'uso del bene sottostante può essere iscritto come incremento patrimoniale nella categoria di cespiti "Altre immobilizzazioni immateriali", con una vita regolatoria pari a 5 anni; in alternativa, l'Autorità intende valutare l'opportunità di prevedere una specifica categoria di cespiti, con vita regolatoria inferiore, nel caso in cui i gestori dimostrino la netta prevalenza di contratti di *leasing* operativo con durata inferiore ai 5 anni.

Ripartizione dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel NPR1

- 4.14 L'Autorità è orientata a prevedere una ripartizione tra imprese e utenti dei maggiori recuperi di produttività conseguiti dal gestore del sistema di trasmissione nel corso del precedente semiperiodo di regolazione, prevedendo la restituzione agli utenti finali di almeno il 50% di tali maggiori recuperi.
- 4.15 I maggiori recuperi di produttività rispetto all'obiettivo fissato dall'Autorità vengono calcolati come differenza tra il costo operativo riconosciuto mediante le tariffe per l'anno 2018 al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi di regolazione, e il costo operativo effettivo relativo al medesimo anno 2018, determinato sulla base dei criteri descritti nel precedente paragrafo 4.6. Si tiene altresì conto di quanto previsto dalla richiamata deliberazione 517/2015/R/EEL in relazione al riconoscimento dei costi operativi inclusi in tariffa a seguito all'inserimento nell'ambito della RTN delle reti in alta tensione delle ferrovie.

Spunti per la consultazione

- S1.** Osservazioni in merito ai criteri generali per la fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi.

Specificità in relazione al trattamento dei ricavi derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico

- 4.16 Come illustrato nel documento per la consultazione 318/2019/R/EEL, le infrastrutture elettriche possono avere utilizzi per finalità ulteriori rispetto a quelle remunerate dalle tariffe (purché non interferenti l'utilizzo principale, ovvero il trasporto dell'energia elettrica). In passato l'Autorità ha adottato meccanismi di *sharing* del ricavo derivante da attività di "affitto" delle infrastrutture elettriche a operatori dei servizi di telecomunicazioni (cd servizio di appoggio), al netto dei costi operativi sorgenti specifici. Per esempio,

all'inizio del corrente periodo regolatorio, l'Autorità, ai fini della determinazione dei livelli iniziali dei costi operativi riconosciuti per il servizio di trasmissione elettrica, ha portato in deduzione dal costo operativo effettivo il 50% dei ricavi netti derivanti dal suddetto servizio di "affitto"³.

- 4.17 Il meccanismo di *sharing* permette: (i) di restituire al cliente finale una parte del beneficio derivante dal maggiore e più efficace utilizzo delle infrastrutture regolate; (ii) di fornire un corretto incentivo all'operatore di rete ad impegnarsi attivamente per sviluppare tale attività accessoria.
- 4.18 Finora i meccanismi di *sharing* sono stati applicati all'inizio del periodo regolatorio, sulla base delle informazioni fornite da Terna. Potrebbe risultare opportuno applicare il meccanismo di *sharing* non solo all'inizio di un periodo regolatorio, ma con una frequenza maggiore (ogni due anni, o ogni anno in occasione dell'aggiornamento tariffario) laddove l'andamento delle attività per lo sviluppo dei servizi di comunicazione a banda ultralarga comportasse ricavi netti non trascurabili.
- 4.19 A tal proposito l'Autorità intendere raccogliere informazioni di dettaglio ed effettuare un'analisi dell'andamento storico dei ricavi in oggetto, al fine di valutare quali possano essere i criteri più idonei per l'applicazione dello *sharing* nell'ambito dei costi operativi riconosciuti a Terna.
- 4.20 È inoltre da valutare come effettuare lo *sharing* in presenza di costi di investimento comuni o "multiservizio" (finora non oggetto di *sharing*). In tali casi sarà necessario definire un criterio per la ripartizione dell'investimento tra l'attività infrastrutturale e le attività diverse, sin dall'entrata in esercizio di tali investimenti; tale percentuale potrebbe essere individuata sulla base di parametri tecnici o semplicemente individuata forfaitariamente.

Spunti per la consultazione

S2. Osservazioni in merito ai meccanismi di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico.

Specificità relative alla attività legate ai profili euro-unitari

- 4.21 Come richiamato nella deliberazione 126/2019/R/EEL, l'Autorità intende valutare la possibilità di razionalizzare le modalità di riconoscimento costi relativi alle attività legate all'integrazione dei mercati elettrici a livello europeo

³ Come indicato nella relazione tecnica della deliberazione 654/2015/R/EEL (par. 12.7), ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di trasmissione per il periodo 2016-2019, l'Autorità ha tenuto conto dei ricavi di carattere ricorrente derivanti principalmente dal c.d. servizio di "appoggio" della fibra ottica sugli impianti di trasmissione da parte degli operatori di telecomunicazione, e cioè di sfruttamento da parte di tali operatori di spazi e infrastrutture oggetto di remunerazione tariffaria, pari a circa 18,5 milioni di euro nel 2014.

e l'implementazione dei Codici di rete europei, ivi inclusa la partecipazione a ENTSO-E (di seguito: attività legate ai profili euro-unitari), nonché di altri costi a questi assimilabili, ad oggi oggetto di separati riconoscimenti, valutando la possibilità di applicare anche a tali costi il meccanismo del *price cap* già adottato per l'efficientamento dei costi operativi relativi al servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

- 4.22 In merito, l'Autorità ha più volte ribadito che la partecipazione di Terna alle attività legate ai profili euro-unitari possa contribuire, da un lato, all'integrazione efficiente e sicura dei sistemi e mercati elettrici a livello europeo e, dall'altro, a tenere in debita considerazione, salvaguardandole e valorizzandole, le specificità del sistema elettrico italiano.
- 4.23 In tale prospettiva, le attività legate ai profili euro-unitari appaiono funzionali al conseguimento degli obiettivi contenuti nel *Quadro strategico 2019-2021* dell'Autorità, con particolare riferimento all'obiettivo strategico di sviluppo di mercati sempre più efficienti e integrati a livello europeo (OS.16) ed all'obiettivo strategico di promozione di regole europee coerenti con le specificità del sistema nazionale (OS.22).
- 4.24 L'Autorità ha riconosciuto nel tempo a Terna nell'ambito del corrispettivo DIS – ma al di fuori del meccanismo del *price cap*:
- i costi incrementali per la partecipazione a ENTSO-E di cui al regolamento 714/2009;
 - i costi derivanti dall'accordo “*ITC clearing and settlement multi-year agreement*” (di seguito: accordo ITC) di cui al regolamento 838/2010;
 - i costi sostenuti per il trasferimento alla società CASC.EU – ora JAO SA – di tutte le procedure di allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera effettuate per mezzo di asta esplicita;
 - i costi sostenuti per la partecipazione alla società CORESO;
 - i costi efficienti sostenuti per la partecipazione al progetto PPC.
- 4.25 Le attuali modalità di riconoscimento di tali costi, secondo quanto previsto dalla deliberazione 815/2016/R/EEL, prevedono che, in ciascun anno tariffario t , essi siano riconosciuti sulla base di dati previsionali relativi al medesimo anno tariffario che saranno successivamente oggetto di conguaglio nell'ambito delle determinazioni tariffarie per l'anno tariffario $t+2$ rispetto all'anno di primo riconoscimento.
- 4.26 Anche in ragione degli oneri potenzialmente crescenti che potrebbero derivare a Terna dalle attività legate ai profili euro-unitari, l'Autorità, con la deliberazione 909/2017/R/EEL, ha avviato un procedimento sui seguenti aspetti:
- determinazione complessiva e organica dei costi sostenuti da Terna nell'ambito delle diverse attività legate ai profili euro-unitari;
 - modalità di copertura di detti costi qualora considerati ragionevoli, efficienti e proporzionati da parte dell'Autorità, anche attraverso la definizione di obiettivi generali e specifici e opportuni strumenti di incentivazione;

- fissazione di obiettivi e monitoraggio della *performance* di Terna nello svolgimento delle attività connesse all'implementazione della normativa europea in materia di integrazione dei mercati.
- 4.27 Con la successiva deliberazione 431/2018/R/EEL, l'Autorità ha concluso il procedimento avviato con deliberazione 909/2017/R/EEL ed ha fissato i criteri di riconoscimento dei costi e le relative modalità di rendicontazione, prevedendo in particolare che, già a decorrere dall'anno 2019:
- a) i costi sorgenti relativi alle attività legate ai profili euro-unitari potessero essere riconosciuti nell'ambito del corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna, di cui all'articolo 46 della deliberazione 111/06 (di seguito: corrispettivo DIS), attraverso l'attivazione del tasso di variazione di cui all'articolo 17, comma 1, lettera c), del TIT (cd. *Y-factor*);
 - b) nell'ambito della determinazione del corrispettivo DIS, fosse valutata l'opportunità di procedere ad una unificazione delle modalità di riconoscimento delle voci di costo legate ai profili euro-unitari, rideterminando il livello di costo operativo riconosciuto sulla base dei criteri previsti dall'articolo 17 del TIT in coerenza con le previsioni di cui al punto precedente.
- 4.28 In considerazione della conclusione del primo emi-periodo di regolazione alla fine dell'anno 2019, la deliberazione 705/2018/R/EEL ha previsto, anche per tale anno, il riconoscimento di tali costi in continuità con i criteri adottati negli anni precedenti, rimandando di fatto le previsioni della deliberazione 909/2017/R/EEL in occasione della revisione infra-periodo prevista per il 2020.
- 4.29 La razionalizzazione dei criteri di riconoscimento dei costi assume particolare importanza in occasione della revisione infra-periodo dei costi operativi anche al fine di evitare indesiderati effetti di *double counting*: i costi oggetto di separato riconoscimento con le modalità *ad hoc* previste dalla deliberazione 815/2016/R/EEL, sorgenti rispetto ai costi operativi riconosciuti nel NPR1, risultano presenti nei conti annuali separati relativi dell'anno base per l'NPR2 (anno 2018). Risulta pertanto necessario che siano individuabili in dettaglio nei conti annuali medesimi ai fini di una loro corretta trattazione per il dimensionamento dei costi operativi da riconoscere nel NPR2.
- 4.30 Nell'ambito della medesima revisione dei costi operativi da effettuare per il NPR2 risulta opportuno valutare anche l'effettiva incomprimibilità dei costi soggetti a riconoscimento *ad hoc* al fine di assicurare che la parte di costi operativi non soggetta ad efficientamento nel tempo resti contenuta e limitata ai costi effettivamente incomprimibili.
- 4.31 Per il NPR2 l'Autorità è pertanto orientata a modificare parzialmente le modalità di riconoscimento dei costi relativi alle attività legate ai profili euro-unitari uniformandone il trattamento a quello previsto per la generalità dei costi operativi con le precisazioni di seguito riportate.

- 4.32 In particolare, l’Autorità ritiene che la parte dei costi relativi alle attività legate ai profili euro-unitari afferenti al personale, debbano essere ricompresi tra i costi efficientabili in quanto assimilabili agli altri costi per il personale. L’Autorità pertanto è orientata a rilevare tali costi sulla base dei dati relativi ai costi del personale desumibili dai conti annuali separati predisposti ai sensi del TIUC per l’anno 2018 e ad includere i medesimi nel perimetro di applicazione del *price cap*.
- 4.33 D’altro canto, l’Autorità ritiene che possano essere considerati costi effettivamente incomprimibili i costi sostenuti per le attività legate ai profili euro-unitari di natura fissa (quali canoni, *fee*, etc.) corrisposti dal gestore del sistema di trasmissione per la partecipazione ad associazioni e progetti relativi ai profili euro-unitari, in relazione ai quali l’efficientamento indotto dall’applicazione meccanismo del *price cap* non ne consentirebbe la piena copertura.
- 4.34 In relazione a quanto riportato al punto precedente, in ragione della loro incomprimibilità, l’Autorità è orientata a mantenere nella sostanza le attuali modalità di riconoscimento sulla base dei costi diretti comunicati dal gestore del sistema di trasmissione ed a considerare tali costi “passanti”, escludendoli pertanto dal perimetro di applicazione del *price cap*.
- 4.35 L’Autorità si riserva di valutare la necessità di copertura di ulteriori costi sorgenti relativi ai costi del personale in corso di NPR2 in caso di ulteriore significativo ampliamento delle attività legate ai profili euro-unitari riconducibile all’attivazione di partecipazioni a nuovi progetti/associazioni ovvero nel caso in cui siano accertate in sede di aggiornamento tariffario significative variazioni in aumento dei costi in relazione alle situazioni già in essere.

Spunti per la consultazione

S3. Osservazioni in merito agli aspetti specifici relativi ai profili euro-unitari.

Specificità relative alle attività di misura svolte dal gestore del sistema di trasmissione

- 4.36 La copertura dei costi operativi sostenuti per le attività di misura tradizionalmente svolte dal gestore del sistema di trasmissione (funzionali all’erogazione del servizio di trasmissione dell’energia elettrica) è garantita tramite le tariffe di trasmissione.
- 4.37 Con la deliberazione 458/2016/R/EEL, l’Autorità ha razionalizzato, con decorrenza 1 gennaio 2017, la regolazione della misura dell’energia elettrica di cui al TIME, integrando in un unico provvedimento la regolazione della misura dell’energia elettrica immessa e prelevata e la misura dell’energia elettrica prodotta, rivedendo contestualmente le responsabilità delle diverse operazioni che compongono l’attività di misura.

- 4.38 Tra le modifiche apportate, rilevanti ai fini del presente documento per la consultazione rilevano, in particolare, i seguenti aspetti:
- a) revisione del perimetro delle responsabilità relative alle attività che compongono il servizio di misura dell'energia elettrica;
 - b) passaggio dalla nozione di punto di connessione alla nozione di punto di misura⁴.

Revisione del perimetro di responsabilità delle attività di misura

- 4.39 Il nuovo TIME attribuisce a Terna, a decorrere dal 1 gennaio 2017, le seguenti nuove responsabilità:
- a) a1) installazione e manutenzione delle nuove apparecchiature di misura dei clienti finali connessi alla RTN (quelle esistenti rimangono in capo ai distributori fino al completamento della vita utile), nonché a2) gestione dei dati di misura relativamente a tutti gli utenti connessi su rete rilevante (rif. comma 6.4, lettera a) del TIME);
 - b) gestione dei dati di misura dei punti di interconnessione tra RTN e reti di distribuzione (rif. comma 18.2 del TIME);
 - c) gestione dei dati di misura degli impianti di produzione connessi sull'intera rete rilevante, anziché soltanto sulla RTN (rif. comma 6.4, lettera a) del TIME).
- 4.40 In relazione a quanto riportato al precedente punto 4.37, la medesima deliberazione 458/2016/R/EEL, nella parte di motivazioni, precisa che l'Autorità non intende modificare le logiche di riconoscimento dei costi e i relativi meccanismi di determinazione delle tariffe per il servizio di misura, né i valori unitari delle medesime tariffe, già oggetto della deliberazione 654/2015/R/EEL.
- 4.41 Ai fini del riconoscimento dei costi operativi sostenuti dal gestore del sistema di trasmissione a seguito dell'ampliamento del perimetro delle proprie responsabilità, relative alle operazioni che compongono l'attività di misura, l'Autorità intende:
- a) in continuità con il passato, computare nell'ambito dei costi operativi riconosciuti per il servizio di trasmissione, i costi sostenuti per attività di misura che risultano funzionali all'erogazione del servizio di trasmissione;
 - b) computare nell'ambito dei costi operativi riconosciuti per il servizio di misura i costi operativi sostenuti da Terna in relazione alle nuove responsabilità attribuitele dal TIME a partire dall'anno 2017.
- 4.42 L'Autorità intende in ogni caso procedere ad analisi sui costi operativi di misura desumibili dai conti annuali separati predisposti dai gestori di rete ai sensi del TIUC, con particolare riferimento al loro andamento nel tempo e alle modalità di attribuzione dei suddetti costi ai diversi comparti dell'attività di misura, con l'obiettivo di verificare l'adeguatezza dell'impianto tariffario adottato in termini

⁴ Per maggiori dettagli in relazione alla nozione di punto di misura, consultare il capitolo 3 del documento per la consultazione 288/2016/R/EEL.

di copertura dei costi sostenuti dai gestori di rete, nonché la sua efficacia in termini di trasferimento del corretto segnale di prezzo ai clienti finali.

- 4.43 Ai fini di non alterare la struttura tariffaria dei corrispettivi di misura vigente e, conseguentemente, il segnale di prezzo sui clienti finali, l’Autorità è orientata a valutare, per ciascun punto di prelievo nella responsabilità di Terna ai sensi del TIME in vigore dall’anno 2017, l’implementazione di un meccanismo di trasferimento della quota parte dei corrispettivi tariffari a copertura dei costi operativi fatturata ai clienti finali dalle imprese distributrici al gestore della rete di trasmissione.
- 4.44 Il suddetto trasferimento potrebbe essere effettuato anche facendo riferimento alle tempistiche relative alla normale fatturazione delle partite relative al servizio di trasmissione (CTR/TRAS).

Spunti per la consultazione

S4. Osservazioni in merito agli aspetti specifici relativi al servizio di misura.

5. Aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti

- 5.1 Ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price cap* per l'aggiornamento annuale dei costi operativi, l'Autorità provvede a determinare il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti (*X-factor*).
- 5.2 Già in occasione del NPR1, dato il grado di maturità raggiunto nel settore della trasmissione di energia elettrica e i ridotti margini residui di efficientamento, l'Autorità ha stabilito di calibrare gli obiettivi di recupero di produttività in modo da garantire la restituzione – entro un orizzonte temporale predefinito – dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nei periodi di regolazione precedenti, senza imporre ulteriori riduzioni (in termini reali) dei costi operativi.
- 5.3 In particolare, la deliberazione 654/2015/R/EEL prevede che entro il 2019 siano trasferiti ai clienti finali i maggiori recuperi di produttività conseguiti nei precedenti periodi di regolazione.
- 5.4 Coerentemente con le previsioni della deliberazione 654/2015/R/EEL, qualora in esito alle analisi dei costi operativi effettivi emergessero maggiori efficienze rispetto all'obiettivo fissato, l'Autorità intende confermare la determinazione dell'*X-factor* con l'obiettivo di riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel corso del NPR1, il cui beneficio è stato lasciato temporaneamente a Terna per effetto dell'applicazione del meccanismo di simmetrica ripartizione delle maggiori efficienze descritto nei precedenti paragrafi.
- 5.5 In relazione alle tempistiche per la restituzione ai clienti finali dei recuperi di produttività, l'Autorità intende prevedere che i recuperi di produttività conseguiti nel corso del NPR1 (2016-2019) siano trasferiti interamente ai clienti finali entro il termine del NPR2 (2023).

Spunti per la consultazione

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

6. Aspetti relativi alla determinazione dei costi di capitale riconosciuti

- 6.1 Ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto per l'attività di trasmissione, come riportato al precedente paragrafo 3.3, l'Autorità intende confermare nella sostanza le modalità di determinazione delle immobilizzazioni nette adottate nel precedente NPR1, ad eccezione del trattamento delle immobilizzazioni in corso (LIC).
- 6.2 In merito, per il NPR1 l'Autorità ha modificato il trattamento tariffario rispetto all'impostazione precedente prevedendo:
- a) l'esclusione dei LIC realizzati a partire dall'anno 2016 dalla determinazione del capitale investito riconosciuto (CIR) ferma restando la possibilità di capitalizzazione dei relativi interessi passivi in corso d'opera, riconosciuti in via parametrica non oltre il 31 dicembre 2019;
 - b) una clausola di salvaguardia che, nel limite dello *stock* di immobilizzazioni in corso esistente al 31 dicembre 2015, prevede il riconoscimento, nel corso del NPR1, del tasso di remunerazione degli investimenti con riferimento a LIC iscritti a bilancio al 31 dicembre 2015, fino all'entrata in esercizio dei relativi cespiti (e comunque non oltre il 31 dicembre 2019);
 - c) il riconoscimento della remunerazione per le LIC relative ai nuovi investimenti che continueranno a beneficiare della maggiore remunerazione nel corso del NPR1.
- 6.3 Tale scelta era stata indotta dal crescente livello assunto dallo *stock* di LIC riconosciuto nelle tariffe (alla fine del 2013, tale livello era pari a circa il 15% del dell'intero capitale investito riconosciuto a fini tariffari).
- 6.4 Le disposizioni della deliberazione 654/2015/R/EEL, per quanto attiene alle modalità di remunerazione delle immobilizzazioni in corso d'opera, possono comportare, nel caso di progetti con più lunga durata realizzativa, effetti indesiderati sulle scelte dell'operatore che, in alcune condizioni, potrebbe essere indotto a dare priorità a interventi con minore previsione di durata realizzativa piuttosto che privilegiare le iniziative con maggiore interesse per il sistema.
- 6.5 Con successiva deliberazione 8 marzo 2018, 129/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 129/2018/R/EEL) l'Autorità, nell'ambito di affinamenti relativi ai meccanismi di incentivazione degli *output* del servizio di trasmissione, ha previsto uno specifico percorso per la valutazione di istanze per incentivi a progetti con rischi elevati legati alla lunghezza della fase di realizzazione di specifici progetti nel settore della trasmissione elettrica, qualora:
- a) la durata prevista di realizzazione dello specifico progetto sia superiore a 3 anni;
 - b) la spesa di investimento sostenuta per lo specifico progetto non costituisca già la maggior parte della spesa di investimento prevista;
 - c) il principale rischio individuato per il progetto sia legato alla durata di realizzazione.

- 6.6 La misura incentivante introdotta dalla deliberazione 129/2018/R/EEL, consiste nell'immediata remunerazione delle immobilizzazioni in corso, in deroga alle disposizioni del TIT, applicando un tasso di remunerazione coerente con quanto previsto dal medesimo TIT per la valorizzazione degli interessi passivi in corso d'opera, ossia determinato ipotizzando che i nuovi investimenti siano finanziati principalmente mediante ricorso al capitale di debito, in particolare assumendo un rapporto tra capitale di debito e capitale proprio pari a quattro.
- 6.7 In sede di prima attuazione del meccanismo, è emersa la possibilità di introdurre semplificazioni e automatismi al fine di ridurre il carico amministrativo connesso all'istruttoria e alla valutazione di tali istanze.
- 6.8 In relazione alla remunerazione delle immobilizzazioni in corso, l'Autorità intende valutare modifiche della regolazione attuale, con l'obiettivo di:
- a) semplificare le modalità di riconoscimento delle immobilizzazioni in corso e snellire l'*iter* amministrativo collegato a taluni degli attuali meccanismi di riconoscimento dei LIC;
 - b) limitare i rischi connessi a potenziali distorsioni nelle scelte di investimento (a favore di progetti con più breve durata realizzativa;
 - c) mantenere adeguati segnali al contenimento dei livelli di *stock* dei LIC riconosciuti, al fine di non riprodurre le condizioni che hanno indotto l'Autorità a modificarne il trattamento in occasione del NPR1.

Riconoscimento tariffario delle immobilizzazioni in corso d'opera

- 6.9 Sulla base di quanto riportato ai precedenti paragrafi, l'Autorità intende pertanto valutare modifiche al trattamento delle immobilizzazioni in corso, prevedendo la possibilità che tali voci siano considerate ai fini della remunerazione del capitale, pur mantenendo un incentivo alla minimizzazione del tempo necessario affinché tali immobilizzazioni in corso entrino in esercizio.
- 6.10 Il 31 dicembre 2019 è previsto il termine per il riconoscimento tariffario collegato allo *stock* di immobilizzazioni in corso esistenti al 31 dicembre 2015, di cui al comma 3.4, lettera a), della deliberazione 654/2015/R/EEL, la cui consistenza al 31 dicembre 2018 (a valori di preconsuntivo) considerata nel capitale investito remunerato (applicando il WACC) tramite le tariffe per l'anno 2019, risulta superiore ai 550 milioni di euro. Tale clausola, peraltro, è stata introdotta anche nella prospettiva, poi non realizzatasi⁵, di revisione a partire dal 2020 del sistema di riconoscimento dei costi della trasmissione secondo logiche di spesa totale.
- 6.11 Nelle medesime tariffe di trasmissione per l'anno 2019 è stato altresì remunerato (applicando il WACC) il valore delle immobilizzazioni in corso realizzate da Terna in relazione ai nuovi investimenti incentivati nel corso del NPR1 ovvero ammessi a remunerazione ai sensi della deliberazione 129/2018/R/EEL, il cui

⁵ Cfr. capitolo 1.

ammontare al 31 dicembre 2018 (a valori di preconsuntivo) supera i 200 milioni di euro.

- 6.12 Lo *stock* di immobilizzazioni realizzate a partire dall'anno 2016 e non ancora entrato in esercizio al 31 dicembre 2018, escluso ai sensi della vigente regolazione dal capitale investito oggetto di immediata remunerazione, nelle tariffe 2019 risulta essere superiore ai 920 milioni di euro.
- 6.13 Nella prospettiva di fornire un incentivo rafforzato alla messa in esercizio degli investimenti da più tempo realizzati garantendo una razionalità complessiva dell'impianto regolatorio, l'Autorità è orientata a:
- a) confermare l'esclusione dalla remunerazione in tariffa, a partire dall'anno 2020, delle immobilizzazioni in corso realizzate fino al 31 dicembre 2015, come già previsto dal comma 3.4, lettera a) della deliberazione 654/2015/R/EEL;
 - b) prevedere la remunerazione in tariffa, a partire dall'anno 2020, delle immobilizzazioni in corso realizzate in ciascun anno a partire dall'1 gennaio 2016, ma applicando un tasso di remunerazione ridotto rispetto al WACC previsto per il servizio di trasmissione e decrescente nel tempo, fino ad azzerarsi a partire dal 5° anno dalla data di realizzazione.
- 6.14 Con tale soluzione l'Autorità ritiene di poter fornire adeguati segnali al contenimento dei livelli di *stock* dei LIC riconosciuti, al fine di non riprodurre le condizioni che hanno indotto l'Autorità a modificarne il trattamento in occasione del NPR1.
- 6.15 I LIC esclusi dall'immediata remunerazione in tariffa (ossia quelli realizzati da più di 4 anni) per effetto di quanto delineato ai precedenti paragrafi, come per l'NPR1 saranno ammessi alla capitalizzazione dei relativi interessi passivi in corso d'opera, riconosciuti in via parametrica.
- 6.16 Nell'ambito delle proprie valutazioni per la fissazione del tasso da applicare ai LIC, l'Autorità procederà bilanciando le esigenze di garanzia di una adeguata copertura dei costi sostenuti nella fase di realizzazione degli investimenti di trasmissione con le necessità di fornire un equilibrato incentivo alla tempestiva messa in esercizio degli investimenti, nell'interesse dei clienti finali.
- 6.17 A tale fine l'Autorità intende calibrare il valore del tasso di remunerazione da applicare alle immobilizzazioni in corso, anche tenuto conto dell'ampiezza del perimetro considerato, assumendo un valore decrescente nei 4 anni di remunerazione immediata in tariffa:
- a) partendo da una soglia massima non superiore al valore del tasso di remunerazione del capitale di cui al TIWACC, calcolato assumendo un rapporto tra capitale di debito e capitale proprio pari a 4

- b) fino ad un minimo, previsto per il 4° anno, non inferiore al valore parametro Kd_p^{real6} , che, per gli anni 2019-2021, risulta pari al 2,4%;

Spunti per la consultazione

S6. Osservazioni sulle ipotesi di trattamento delle immobilizzazioni in corso per il servizio di trasmissione.

7. Criteri per il riconoscimento dei costi di capitale sostenuti da Terna in relazione al servizio di misura

- 7.1 Come già anticipato al precedente punto 4.37, Terna a partire dall'anno 2017 ha nuove responsabilità relative ai punti di misura.
- 7.2 In relazione a tali punti, ai fini del riconoscimento dei costi di capitale, per lo svolgimento delle operazioni di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura, sostenuti da Terna a partire dall'anno 2017, l'Autorità intende considerare gli incrementi patrimoniali rilevati da Terna a partire dall'1 gennaio 2017, relativi alle apparecchiature di misura, limitatamente alle categorie di cespiti relative a misuratori e trasformatori di misura TA/TV.
- 7.3 Ai fini della determinazione dei costi di capitale relativi alle operazioni di gestione dei dati di misura nonché alle operazioni di natura commerciale, l'Autorità intende considerare, in primo luogo, il valore degli incrementi patrimoniali rilevati da Terna a partire dall'anno 2017 relativi alle immobilizzazioni immateriali ed intende altresì valutare la possibilità di eventuali forme di riconoscimento parametrico in relazione alle restanti (peraltro residuali) categorie di cespiti.
- 7.4 Come già anticipato con riferimento ai costi operativi (paragr. 4.43), ai fini di non alterare la struttura tariffaria dei corrispettivi di misura vigente e, conseguentemente, il segnale di prezzo sui clienti finali, l'Autorità è orientata a valutare, per ciascun punto di prelievo nella responsabilità di Terna ai sensi del TIME in vigore dall'anno 2017, l'implementazione di un meccanismo di trasferimento di una quota parte dei corrispettivi tariffari a copertura dei costi di capitale fatturata ai clienti finali dalle imprese distributrici al gestore della rete di trasmissione, dimensionata in modo da garantire a Terna il riconoscimento dei costi di capitale in relazione agli investimenti effettuati, nei termini indicati nei precedenti paragrafi 7.2 e 7.3.

⁶ È il tasso rappresentativo del costo del debito in termini reali riconosciuto per il servizio di trasmissione, calcolato secondo la formula di cui al comma 3.3 del TIWACC, come aggiornato con deliberazione 639/2018/R/COM.

- 7.5 Il suddetto meccanismo di trasferimento potrebbe essere effettuato anche facendo riferimento alle tempistiche relative alla normale fatturazione delle partite relative al servizio di trasmissione (CTR/TRAS).

Spunti per la consultazione

- S7.** Osservazioni sui criteri generali per il riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di misura.

PARTE III

REGOLAZIONE *OUTPUT-BASED* PER IL QUADRIENNIO 2020-2023

8. Regolazione della qualità del servizio di trasmissione

- 8.1 Il presente capitolo illustra gli orientamenti dell’Autorità su alcuni aspetti della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell’energia elettrica che potrebbero essere oggetto di aggiornamento in occasione dell’avvio del semiperiodo 2020-2023 di regolazione del servizio di trasmissione dell’energia elettrica.
- 8.2 Vengono inoltre delineati i primi orientamenti dell’Autorità volti ad incentivare l’incremento della resilienza (robustezza meccanica della rete) della rete di trasmissione nazionale in riferimento alla formazione del manicotto di ghiaccio e neve sulle reti aeree in conduttori nudi.
- 8.3 Detti orientamenti si inscrivono nel quadro delle linee prioritarie di azione indicate nel “Quadro strategico 2019-2021”, approvato con la deliberazione 242/2019/A, a seguito di consultazione dei soggetti interessati, con particolare riferimento all’obiettivo strategico “*OS.21 Promozione della qualità del servizio di rete, inclusa la misura, e della gestione attiva delle reti di distribuzione*”.
- 8.4 Per quanto riguarda la continuità del servizio, l’azione dell’Autorità trae spunto dai risultati della regolazione illustrati nell’Appendice C, e si articola in due aspetti tra loro complementari che devono essere approcciati congiuntamente dal momento che hanno in comune il medesimo obiettivo di attenuazione degli effetti sulla RTN di fenomeni meteorologici estremi che, per via dell’aumento di intensità e frequenza di accadimento, richiedono azioni di contrasto da parte di Terna sempre più efficaci e consistenti:
- a) il primo aspetto riguarda la regolazione premi penalità dell’energia non servita, nello specifico l’opportunità di escludere dall’indicatore ENSR l’energia non servita dovuta a forza maggiore per superamento dei limiti di progetto che, come osservato nell’Appendice C, è caratterizzata da significativa variabilità annua ed è parzialmente controllabile da Terna;
 - b) il secondo aspetto riguarda l’incremento della resilienza della RTN in relazione ai diversi fattori critici di rischio, con priorità per la formazione del manicotto di ghiaccio e/o neve sulle reti aeree; si tratterebbe di un nuovo meccanismo incentivante, già in vigore per il settore della distribuzione dell’energia elettrica anche per altri fattori critici di rischio (ondate di calore, allagamenti, etc.), che andrebbe a compensare l’esclusione dalla ENSR della quota parte di energia non servita dovuta a forza maggiore per superamento dei limiti di progetto.

- 8.5 L'adozione di entrambe le soluzioni prospettate, grazie alle loro caratteristiche complementari, dovrebbe assicurare la minimizzazione del rischio di effetti di doppia incentivazione degli investimenti.
- 8.6 Nel presente capitolo sono sviluppati gli orientamenti dell'Autorità relativi alla regolazione della qualità del servizio di trasmissione, mentre il capitolo successivo contiene le prime considerazioni in materia di regolazione per l'incremento della resilienza.

Riesame della regolazione premi-penalità dell'energia non servita

- 8.7 Il riesame della regolazione premi-penalità dell'energia non servita richiede alcuni approfondimenti preliminari circa le componenti che possono concorrere alla formazione dell'indicatore ENSR.
- 8.8 In prima battuta occorre osservare che, come già ricordato nella sintesi del quadro normativo vigente, nel corrente periodo di regolazione la ENSR include l'energia non servita netta valutata "a bocca di cabina primaria"⁷, relativa a interruzioni attribuibili alle seguenti cause:
- a) responsabilità di Terna, danni provocati da terzi;
 - b) forza maggiore per superamento dei limiti di progetto;
- dalla ENSR è invece esclusa l'energia non servita netta attribuita a forza maggiore per via di eventi catastrofici di ingenti proporzioni.
- 8.9 Dal 2010 al 2015 la regolazione ha previsto l'inclusione nella ENSR anche dell'energia non servita ai clienti finali connessi alla RTN. A decorrere dall'inizio del corrente periodo di regolazione (2016), questa componente è stata scorporata dalla ENSR per via della forte variabilità, da un anno all'altro, osservata sino al 2014, dovuta sia alla tipologia di connessione dei clienti finali connessi alla RTN (più frequentemente radiale, in particolare per la RTN ex-Telat), sia all'impossibilità di ridurre l'energia non servita attraverso i servizi di mitigazione, come invece avviene per le cabine primarie.
- 8.10 Per compensare detto scorporo, con decorrenza 2016 sono stati introdotti, per i clienti finali AT, standard e indennizzi automatici in caso di superamento degli standard sulla durata massima di una interruzione di responsabilità di Terna e sul numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi di responsabilità di Terna.
- 8.11 In seconda battuta, occorre osservare che in esito al processo di consultazione svoltosi nel biennio 2010-11 che ha portato all'adozione del TIQE 2012-15, approvato dalla delibera ARG/elt 197/11, nella Relazione tecnica al provvedimento l'Autorità ha indicato come "*In prospettiva di medio-lungo*

⁷ Il calcolo della ENSR è effettuato sul lato AT dell'interconnessione tra la RTN e la cabina primaria, ed è dato dalla differenza tra il prelievo della rete di distribuzione MT e BT (ENS-U) e l'immissione della generazione distribuita nella rete di distribuzione MT (ENR-U), differenza eventualmente già ridotta per effetto dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici (vd Titolo 5 del TIQ.TRA).

termine ... sia da considerare la futura applicazione di un meccanismo incentivante basato su ENSR lorda (ed eventualmente anche su ENR lorda) riferita agli utenti MT o BT e che tale meccanismo dovrebbe essere basato su una adeguata base dati storica. L'Autorità ha perciò proposto nel periodo 2012-2015 l'obbligo di registrazione di ENS-U (energia non fornita a utenti MT o BT) lorda e netta e di ENR (energia non ritirata da utenti MT o BT) lorda e netta da parte di Terna. Dualmente, è stato proposto l'obbligo di comunicazione di ENS-U e ENR-U da parte delle imprese distributrici a Terna. Tali disposizioni sono funzionali a rendere disponibile una base dati storica per il periodo 2012-2015, così da rendere possibile il futuro utilizzo di questo tipo di indicatori, ragionevolmente a partire dal successivo periodo di regolazione”.

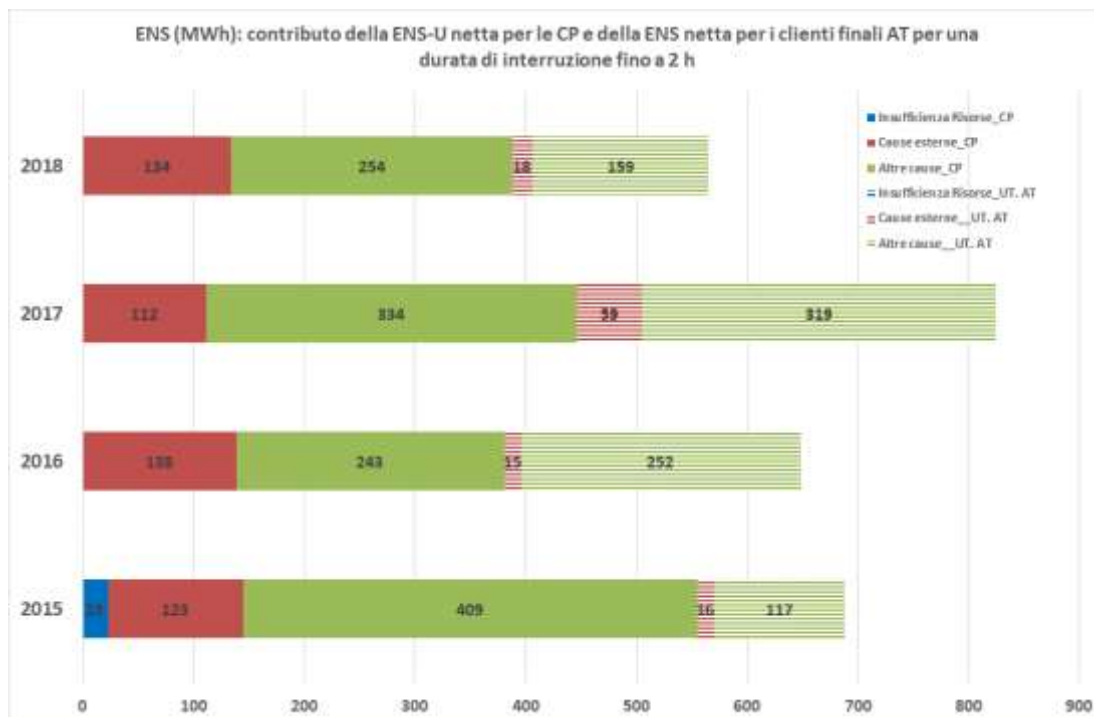
- 8.12 La ENS-U netta (che tiene conto dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici) potrebbe meglio riflettere, rispetto alla situazione attuale, il carico disalimentato sotteso ad una cabina primaria disalimentata (al netto delle eventuali immissioni di generazione nella rete di distribuzione MT al momento della disalimentazione), e rappresentare un indicatore più idoneo dell'attuale nello stimolare Terna al miglioramento⁸.
- 8.13 Tutto ciò premesso, l'Autorità intende porre l'attenzione su di una nuova composizione della ENSR nel semiperiodo 2020-23, che comprenda:
- a) la ENS-U netta dovuta alle cause di responsabilità di Terna ed alle altre cause già incluse nella vigente regolazione della ENSR, ad esclusione delle cause di forza maggiore dovuta al superamento dei limiti di progetto; rimarrebbe inoltre esclusa l'energia non servita attribuite a cause già escluse dalla vigente regolazione della ENSR;
 - b) l'energia non servita ai clienti finali AT, limitatamente alle prime due ore dall'inizio dell'interruzione⁹, per le medesime cause di cui alla precedente lettera a).
- 8.14 Per entrambe le componenti, vista l'ipotesi di esclusione dalla nuova ENSR della forza maggiore dovuta al superamento dei limiti di progetto e, di conseguenza, una aspettativa di maggiore controllabilità di tutte le cause delle disalimentazioni oggetto della regolazione premi-penalità da parte di Terna, l'Autorità ritiene che la funzione di limitazione debba essere soppressa (vd anche nota in calce alla successiva Figura 1 - valore della nuova ENSR riferita al periodo 2015-18).
- 8.15 Nella seguente Figura 1 è riportato il valore della nuova ENSR riferita al periodo 2015-18, strutturato secondo le ipotesi fatte ai precedenti punti e senza l'applicazione della funzione di limitazione, dalla cui osservazione sembrerebbe emergere un maggiore contenimento della variabilità annua rispetto alla ENSR vigente.

⁸ Valori attendibili dell'indicatore ENS-U sono disponibili dal 2014.

⁹ Tale limitazione è dovuta al fatto che per durate superiori a due ore il cliente AT riceve un indennizzo in relazione all'energia non servita eccedente le prime due ore.

- 8.16 Per quanto riguarda le ipotesi di regolazione, si potrebbero prospettare due modalità tra loro alternative:
- a) la prima ipotesi confermerebbe alcune delle caratteristiche delle regolazioni premi-penalità della trasmissione sino ad ora adottate (ipotesi A);
 - b) la seconda ipotesi assimilerebbe nel metodo la regolazione premi-penalità della trasmissione a quella della distribuzione (ipotesi B).
- 8.17 Con riferimento all'ipotesi A, sulla base di quanto sopra esposto, i livelli obiettivo nel periodo 2020-23 potrebbero essere posti pari al livello di partenza, ed in particolare alla media aritmetica quadriennale dei valori 2016-19 (*baseline piatta*), soprattutto in considerazione della rimozione della funzione di limitazione e dell'inclusione nella nuova ENSR dell'energia non servita ai clienti finali della RTN, ancorché limitata alle prime due ore dall'inizio dell'interruzione. Il livello effettivo della ENSR da confrontare con il livello obiettivo potrebbe essere costituito dal livello annuale della ENSR, a conferma delle disposizioni vigenti, oppure potrebbe essere posto pari alla media aritmetica quadriennale dell'anno di riferimento e dei tre precedenti.
- 8.18 Con riferimento all'ipotesi B, il livello di partenza potrebbe essere dato dalla media aritmetica dei valori della nuova ENSR nel biennio 2018-19, i livelli obiettivo nel periodo 2020-23 pari al livello di partenza (*baseline piatta*) ed il livello effettivo della ENSR da confrontare con il livello obiettivo pari alla media aritmetica biennale dell'anno di riferimento e di quello precedente.
- 8.19 Per entrambe le ipotesi si confermerebbe il valore dell'energia non servita a 40.000 MWh ai fini della determinazione dei premi e delle penalità, mentre i tetti massimi ai premi e alle penalità verrebbero posti orientativamente a 27 M€ e 10M€ rispettivamente. Per quanto riguarda la regolazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici, nel capitolo 10 sono illustrati alcuni orientamenti di revisione.

Figura 1 - valore della nuova ENSR riferita al periodo 2015-18



NOTA: negli anni dal 2015 al 2018, non è risultato necessario applicare la funzione di limitazione all'Energia Non Servita dovuta alle cause rappresentate in questo grafico, non essendoci stato alcun evento, dovuto a tali cause, che abbia raggiunto la soglia di 250 MWh.

Spunti per la consultazione

S8. Si condivide l'orientamento dell'Autorità circa il riesame della regolazione premi-penalità dell'energia non servita? Si ritiene preferibile l'opzione A o l'opzione B?

9. Prime considerazioni in materia di regolazione per l'incremento della resilienza del sistema di trasmissione

Incentivazione dell'incremento della resilienza della RTN

9.1 È attualmente in corso il processo di consultazione pubblica del Piano di Sviluppo 2019, nell'ambito del quale viene in rilievo, per quanto qui di interesse, il documento "Metodologia per la determinazione dell'indicatore 'resilienza' per la rete di trasmissione nazionale" (capitolo 12 del documento metodologico per l'applicazione dell'Analisi Costi Benefici allegato al Piano di sviluppo 2019).

- 9.2 In sintesi, la proposta metodologica avanzata da Terna è quella di definire un indicatore di resilienza del sistema di trasmissione rispetto ad eventi estremi, quali fenomeni di formazione neve-ghiaccio, partendo dalla definizione del calcolo del tempo di ritorno di una Cabina Primaria così come definita nell'ambito del Gruppo di lavoro per la predisposizione di indicatori per la valutazione della resilienza (CEI Comitato 8/28 nell'ambito del Tavolo della resilienza), ed estendendo l'approccio di calcolo iniziale, orientato prevalentemente alla tenuta strutturale, per includere anche aspetti legati ad altre variabili come frequenza di accadimento dei guasti, debolezza intrinseca della topologia di rete, estensione del fenomeno meteorologico. A questo fine Terna ha introdotto una serie di fattori che tengono conto:
- a) degli effettivi guasti delle singole linee;
 - b) dei più recenti e avanzati modelli di calcolo dei carichi per manicotto di ghiaccio/neve umida sulle linee aeree;
 - c) della estensione spaziale degli eventi meteorologici;
 - d) della lunghezza delle linee elettriche;
 - e) della topologia della rete elettrica.
- 9.3 Tale metodologia, in definitiva, ha l'obiettivo di valutare i rischi delle linee più critiche e i benefici degli interventi strutturali relativamente all'incremento della resilienza della RTN, in relazione – per il momento – solo alla formazione del manicotto di ghiaccio e/o neve sulle linee aeree. Alcuni soggetti intervenuti nella consultazione pubblica hanno formulato le proprie osservazioni. Anche la Direzione Infrastrutture ha già indicato agli uffici di Terna le proprie osservazioni, basate anche sulle elaborazioni in materia di “vulnerabilità” contenute nel predetto documento metodologico, da cui si evince che il conduttore aereo non è l'elemento più debole, un aspetto che appare contraddire il procedimento di calcolo a partire dalla tenuta strutturale dei diversi componenti.
- 9.4 La Direzione Infrastrutture ha inoltre richiesto a Terna una serie di informazioni, che saranno disponibili tra la fine di luglio e la metà di settembre, mirate a comprendere al meglio l'applicazione della suddetta metodologia.
- 9.5 Allo stato delle cose, appare pertanto prematuro che l'Autorità esprima parere positivo sulla metodologia proposta da Terna per il calcolo dell'indicatore di resilienza in relazione alla formazione del manicotto di ghiaccio e/o neve sulle linee aeree; e di conseguenza, lo sviluppo di ipotesi di regolazioni incentivanti associabili a interventi finalizzati all'aumento della resilienza della RTN risente di questo stato di avanzamento.
- 9.6 D'altra parte, è già stato osservato come l'avvio di una nuova regolazione premi-penalità della ENSR – che, come tratteggiato nel capitolo precedente, escluda l'energia non servita dovuta a forza maggiore, sia essa dovuta al superamento dei limiti di progetto o ad eventi catastrofici – presupponga l'avvio contestuale di un meccanismo incentivante l'incremento della resilienza della

RTN: altrimenti, per effetto dello scorporo dall'indicatore ENSR dell'energia non servita per cause di forza maggiore, verrebbe meno lo stimolo regolatorio a Terna ad evitare le interruzioni dovute a forza maggiore, stimolo che invece è oggi presente nella regolazione vigente.

- 9.7 Sulla base di quanto sopra esposto, l'Autorità considera anche l'ipotesi di rinviare al 2021 l'adozione del nuovo indicatore ENSR con esclusione della forza maggiore (si veda il capitolo 8); tale ipotesi è sostenibile dal momento che, in attuazione della regolazione vigente, sono già stati determinati i livelli obiettivo della ENSR fino al 2023 inclusivi della ENSR dovuta a forza maggiore per superamento dei limiti di progetto; in questa ipotesi l'ultimo livello obiettivo applicabile sarebbe quello del 2020; per gli anni 2021-23 i livelli obiettivo della ENSR verrebbero determinati con le nuove regole.
- 9.8 In materia di possibili meccanismi incentivanti l'incremento della resilienza della RTN, l'Autorità ritiene che debbano essere approfonditi alcuni aspetti che rendono peculiare il servizio di trasmissione rispetto a quello di distribuzione e che impediscono di estendere *tout court* il meccanismo incentivante introdotto per la distribuzione; tali aspetti, a giudizio dell'Autorità, sono i seguenti:
- a) maggiore incertezza sui tempi e gli esiti degli iter autorizzativi, che rendono impensabile il trasferimento alla trasmissione dei vincoli posti in tema di riprogrammazione annuale del Piano resilienza delle imprese distributrici dalla deliberazione 668/2018/R/EEL;
 - b) maggiore incertezza sui tempi realizzativi degli interventi in alta e altissima tensione, che impatta sull'effettiva predicibilità della data di conclusione dei lavori, a cui il meccanismo introdotto per le imprese di distribuzione connette sia l'erogazione dei premi sia la comminazione delle penalità;
 - c) infine, la natura tipicamente multi-benefici degli interventi di sviluppo della RTN: dal momento che il beneficio relativo alla resilienza costituisce una parte spesso non prevalente del totale dei benefici, occorre valutare attentamente come effettuare il confronto tra costi (relativi all'intero intervento) e benefici (relativi alla sola resilienza) onde tarare la premialità.
- 9.9 Qualora fosse possibile identificare un insieme di interventi, tipicamente di "manutenzione straordinaria" di linee esistenti¹⁰ che, a dispetto delle caratteristiche di incertezza tipiche degli interventi di sviluppo della RTN, abbiano caratteristiche di incertezza relativamente bassa (in termini di tempi autorizzativi e realizzativi), e quindi risultino paragonabili agli interventi per la resilienza sviluppati dalle imprese distributrici, l'Autorità è orientata ad applicare a tali interventi "a bassa incertezza" uno schema regolatorio analogo a quello definito con la deliberazione 668/2018/R/eel, di tipo premi/penalità, qualora sia ragionevole poter definire un piano a tre-quattro anni per tali

¹⁰ Ad esempio, interventi di ricostruzione dei tratti più esposti di linee aeree e/o rinforzo sostegni.

interventi. In ogni caso, sarebbero eleggibili solo interventi che affrontano criticità (valutata a livello dei tratti di linea a cui viene eseguita la manutenzione straordinaria) con tempi di ritorno pre-intervento inferiori ad una determinata soglia che potrebbe essere fissata a pari 50 anni, come già avvenuto per la distribuzione. Per tale motivo, l'eventuale regolazione incentivante (premi/penalità) per la resilienza potrebbe avviarsi solo una volta che l'Autorità abbia espresso parere positivo sulla metodologia proposta da Terna per il calcolo dell'indicatore di resilienza.

- 9.10 Diverso ancora è il caso degli interventi “di prevenzione”, che Terna ha avviato negli ultimi anni, quali ad esempio l'installazione su linee aeree di dispositivi antirotazionali e di distanziatori di fase; l'efficacia di tali interventi è attualmente all'esame dell'Autorità, che in merito ha richiesto informazioni a Terna. Se verrà dimostrata tale efficacia, l'Autorità potrebbe considerare opportuno l'utilizzo di un nuovo cespite dedicato a tali lavori, con periodo di ammortamento relativamente breve rispetto alla loro utilità. A fronte di tale aspetto, le interruzioni eventualmente occorse su linee equipaggiate con dispositivi antirotazionali non dovrebbero essere più attribuite a forza maggiore anche in caso di manicotti di ghiaccio di peso lineare superiore ai limiti di progetto.

Spunti per la consultazione

- S9.** Si condividono le prime considerazioni dell'Autorità in materia di incremento della resilienza della RTN?

10. Miglioramento della struttura topologica di rete nelle porzioni di rete più deboli

- 10.1 In aggiunta o in alternativa alla possibile introduzione di un meccanismo regolatorio incentivante, finalizzato al miglioramento della resilienza ma limitato agli interventi “a bassa incertezza” simile a quello introdotto per la distribuzione, come delineato nel capitolo precedente, l'Autorità intende valutare con la presente consultazione anche la fattibilità di un meccanismo finalizzato alla riduzione della probabilità di disalimentazione (per qualsiasi causa) nelle porzioni di rete topologicamente più deboli.
- 10.2 Come evidenziato in Appendice C (punto C7), le cabine primarie alimentate “a una sola via” (o “antenne”) rappresentano una potenza nominale di trasformazione pari a circa il 12% della potenza nominale di tutte le cabine primarie; il fenomeno è più presente in aree montane, dove è difficile individuare collegamenti “a due vie” economicamente sostenibili. Le cabine primarie alimentate “a una sola via” sono di norma controalimentabili almeno in parte dalla rete MT.

- 10.3 Oltre alle porzioni di rete strutturalmente deboli, occorre considerare anche che le cabine primarie alimentate “a due vie” possono trovarsi temporaneamente in condizioni equivalente alle cabine primarie alimentate “a una sola via”. La figura 6 nell’Appendice C fornisce l’andamento della ENS ripartito in funzione dello stato della rete (antenna strutturale, antenna temporanea per esercizio, temporanea per indisponibilità, doppio guasto su rete magliata).
- 10.4 Il nuovo eventuale meccanismo incentivante, finalizzato al miglioramento della struttura topologica di rete nelle porzioni più deboli, potrebbe essere incentrato sui seguenti due aspetti:
- a) riduzione del numero di cabine primarie alimentate strutturalmente in antenna (“a una sola via”) con priorità ai casi con connessione più lunga;¹¹
 - b) riduzione del tempo medio di permanenza in antenna temporanea per indisponibilità non programmate¹², per cabine primarie con connessione strutturale magliata “a due o più vie” (vd anche punto C5).
- 10.5 Il nuovo meccanismo incentivante, da sviluppare in dettaglio qualora dalla presente consultazione emerga la fattibilità di tale opzione, dovrebbe conseguire l’aumento di affidabilità dell’alimentazione delle cabine primarie e potrebbe essere accompagnato da un monitoraggio dell’evoluzione topologica della rete sul medio periodo (per esempio, distinguendo i nodi “a una sola via”, quelli “a due vie”, “a tre vie”, etc., per livello di tensione. Il monitoraggio potrebbe altresì considerare ulteriori aspetti già presenti nel Codice di rete come la lunghezza delle antenne e il numero delle cabine primarie (o il carico sotteso) tra due nodi “a tre o più vie”.
- 10.6 L’Autorità ritiene che Terna sia nelle condizioni di poter formulare una propria proposta di dettaglio di tale nuovo meccanismo incentivante considerando ad esempio:
- a) se sia preferibile un indicatore unico (espresso in ore, considerando per le antenne tutte le ore dell’anno) o due indicatori separati per l’incremento della magliatura strutturale della RTN e per la riduzione della permanenza in assetto temporaneamente radiale in caso di smagliatura della rete;
 - b) se sia preferibile che tali indicatori non considerino il carico sotteso (dal momento che tale aspetto è già catturato nella regolazione della ENSR) in modo da non discriminare aree a basso carico comunque meritevoli di intervento per una logica di universalità del servizio;
 - c) i livelli di franchigia applicabili, in base alla durata di indisponibilità non programmata o alla lunghezza delle antenne, in modo da focalizzare l’incentivo sui casi più rilevanti;
 - d) l’intensità dell’incentivo.

¹¹ Tale ipotesi richiede di conoscere preliminarmente la distribuzione delle lunghezze delle antenne strutturali e delle potenze nominali delle cabine primarie alimentate da dette antenne.

¹² Sono considerate “non programmate” le indisponibilità per guasto o con tempo di preavviso inferiore a 7 giorni (TIQ.TRA, art. 25).

- 10.7 L'Autorità si riserva di valutare se il meccanismo incentivante debba avere struttura monolaterale (solo premi) o simmetrica (con premi e penalità), tenendo anche conto dell'esistenza del meccanismo regolatorio della mitigazione e delle sue possibili evoluzioni. In particolare, l'Autorità ritiene opportuno rivedere:
- a) l'inclusione nella remunerazione dei servizi di mitigazione dei casi di disalimentazione della RTN per tutte le cause soggette alla regolazione della ENSR;
 - b) l'allineamento del valore dei servizi di mitigazione alla metà del valore utilizzato per la regolazione premi-penalità della ENSR, mentre oggi è utilizzato un valore iniziale di 10.000 euro/MWh (attualmente utilizzato per le prime 4 ore di disalimentazione mitigata) e un valore di 3.000 euro/MWh per i servizi di mitigazione che si prolungano oltre le prime 4 ore.
- 10.8 Come considerazione finale, appare utile richiamare che il vantaggio dell'ipotesi delineata in questo capitolo, rispetto all'ipotesi presentata nel capitolo precedente, è quello di non dipendere dalla definizione dell'indicatore di resilienza. La definizione di tale indicatore rimane comunque utile ai fini dell'apprezzamento dei benefici complessivi degli interventi di sviluppo.

Spunti per la consultazione

- S10.** Si condivide l'utilità di un nuovo meccanismo incentivante mirato al miglioramento della struttura topologica di rete nelle porzioni di rete più deboli?
- S11.** In relazione al meccanismo attuale di remunerazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici, si condividono le ipotesi formulate al punto 10.7?

PARTE IV ULTERIORI TEMI

11. Incentivazione all'efficienza dei costi di investimento

- 11.1 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.
- 11.2 In risposta a tale consultazione, il gestore del sistema di trasmissione ha 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”*.
- 11.3 In sede di regolazione per l'NPR1, l'Autorità ha poi introdotto un meccanismo di promozione dell'efficienza dei costi di investimento, applicabile a un insieme (successivamente) selezionato di investimenti. In particolare, il premio definito dall'articolo 21 del TIT è pari al 20% della differenza tra il costo stimato e il costo consuntivato, calcolata a livello di ciascuna opera.
- 11.4 L'Autorità intende valutare l'opportunità di sviluppare ulteriori meccanismi sperimentali di promozione dell'efficienza dei costi di investimento, spostando l'attenzione dal costo stimato per una singola opera al costo stimato per la realizzazione di nuova capacità di trasporto.
- 11.5 Il meccanismo potrebbe essere focalizzato su sezioni prioritarie per lo sviluppo della rete di trasmissione, facendo riferimento alle recenti attività svolte da Terna riguardo l'identificazione delle capacità di trasporto obiettivo.
- 11.6 Il nuovo meccanismo, a valere per il quadriennio 2020-2023, potrebbe fare riferimento ai costi di riferimento individuati da Terna per alcune sezioni del sistema elettrico nell'ambito del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo predisposto nel 2018¹³.
- 11.7 Ad esempio, qualora per l'incremento di 100 MW tra due zone fosse stato previsto un costo di 100 milioni di euro (e quindi un costo unitario di 1 MEuro/MW), Terna sarebbe premiata per ogni riduzione di costo rispetto al costo unitario stimato.
- 11.8 Il premio potrebbe essere individuato mediante un coefficiente moltiplicativo da applicarsi ai premi per la realizzazione di capacità obiettivo. Il coefficiente moltiplicativo varierebbe linearmente da 1 (nel caso di costo superiore o uguale

¹³ I costi di riferimento utilizzati sono disponibili nell'Allegato 3 al rapporto di identificazione delle capacità obiettivo: <http://download.terna.it/terna/0000/1149/78.PDF>

al costo stimato) fino a un massimo pari a 2 (nel caso teorico di costo di investimento nullo). Ad esempio, un risparmio di costo del 30% rispetto alla stima comporterebbe un coefficiente moltiplicativo pari a 1,3.

- 11.9 Il coefficiente moltiplicativo si applicherebbe al premio associato alla sola capacità di trasporto resa disponibile dall'intervento.
- 11.10 Il premio sarebbe erogato con le medesime tempistiche e modalità già previste dall'articolo 44 della Regolazione *output-based*.
- 11.11 I premi addizionali collegati al meccanismo qui proposto non sarebbero soggetti al tetto pluriennale di 150 milioni di euro definito dall'articolo 45 della Regolazione *output-based*.
- 11.12 In ogni caso, l'Autorità è orientata a prevedere soglie massime di riconoscimento al fine di evitare che tramite l'applicazione degli incentivi si determini un riconoscimento tariffario superiore rispetto a quello collegato al suo costo di riferimento.

Spunti per la consultazione

- S12.** Si condivide la proposta di meccanismo di promozione dell'efficienza dei costi di investimento per il quadriennio 2020-2023?
- S13.** Si ritengono preferibili soluzioni alternative o differenti modalità di implementazione? Se sì, quali?

12. Promozione della completa unificazione della rete di trasmissione nazionale

- 12.1 Il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, ha previsto che:
 - a) l'attività di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica è riservata allo Stato e svolta in regime di concessione da Terna Spa, che opera come gestore del sistema di trasmissione ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
 - b) al fine di migliorare la sicurezza e l'efficiente funzionamento della rete elettrica di trasmissione nazionale, l'Autorità [...] determina idonei meccanismi volti a promuovere la completa unificazione della rete di trasmissione nazionale da conseguire nei successivi 36 mesi.
- 12.2 Il processo di unificazione della rete di trasmissione nazionale (RTN), nonostante le numerose acquisizioni svoltesi negli ultimi 15 anni, risulta però ancora incompleto. In particolare, quattro società (Megareti del gruppo Agsm Verona, Edyna Transmission del gruppo Edyna, Arvedi Trasmissione e Seasm

del gruppo A2A) sono tuttora titolari di porzioni di RTN che nel complesso rappresentano comunque meno dell'1% della RTN in termini di costo riconosciuto.

- 12.3 Inoltre, tre società sono proprietarie di linee di trasmissione c.d. *merchant line* per effetto di decreti di esenzione dalla disciplina di accesso a terzi: Tirano – Campocologno (CH) di El.It.E, Cagno – Mendrisio (CH) di Nord Energia e Tarvisio – Arnoldstein (AT) di Eneco Valcanale. Mentre nel terzo caso il decreto di esenzione 9 settembre 2010 N. 290/ML/3/2010 del Ministero dello Sviluppo Economico ha previsto che “*al termine del periodo di esenzione la titolarità della porzione di rete oggetto di esenzione ricadente in territorio italiano dovrà passare a Terna S.p.A.*”, non vi sono analoghe disposizioni per le prime due *merchant line*.¹⁴
- 12.4 In merito va tenuto presente che l'articolo 16 della convenzione tipo di cui all'articolo 3, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 approvata con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000, disciplinante i rapporti tra il gestore della RTN e le società che dispongono di porzioni di RTN¹⁵, stabilisce che:
- a) il gestore corrisponda ai soggetti titolari di RTN un canone annuale a copertura dei costi delle attività di esercizio e di manutenzione degli impianti, degli ammortamenti e della remunerazione del capitale investito;
 - b) il canone annuale sia determinato mediante una componente fissa, una componente commisurata alla disponibilità degli elementi di rete e una componente di penalità per indisponibilità;
 - c) la componente fissa (in particolare i relativi parametri fi), e le altre componenti sono approvate e aggiornate dall'Autorità.
- 12.5 Al fine di promuovere l'unificazione della RTN l'Autorità intende valutare la possibilità che, nel caso di acquisizione da parte di Terna delle porzioni di rete di proprietà di terzi il valore delle immobilizzazioni oggetto di acquisizioni possa essere commisurato al valore del capitale netto implicitamente riconosciuto ai suddetti proprietari tramite il canone corrisposto annualmente da Terna, ipotizzando che la ripartizione delle quote attribuibili a costi di capitale e costi operativi sia analoga a quella del servizio di trasmissione nel suo complesso.
- 12.6 Sempre ai fini della promozione della unificazione della rete, l'Autorità intende inoltre valutare l'adozione dei seguenti due meccanismi:

¹⁴ Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 21 ottobre 2005 aveva peraltro previsto “*il riconoscimento di un diritto di prelazione a favore del Gestore della rete quando, al termine del periodo di esenzione, il soggetto titolare non può o non intende proseguire l'esercizio della linea di interconnessione in regime di diritto di accesso dei terzi*” (articolo 2, comma 3, lettera i)).

¹⁵ Tali disposizioni non si applicano alle *merchant lines* di cui al precedente 12.3.

- a) uno strumento di premialità *una tantum* che verrebbe corrisposto a Terna (ma che potrebbe fornire ulteriori spazi di trattativa sul valore di cessione anche a vantaggio del soggetto cedente la propria porzione di RTN);
 - b) una revisione delle remunerazioni delle reti di altri proprietari al fine di garantirne la piena coerenza con il valore delle infrastrutture sottostanti e che tenga anche conto delle inefficienze sistemiche connesse alla proprietà separata.¹⁶
- 12.7 Per quanto riguarda la premialità, potrebbe essere considerato un meccanismo premiante con effetti correlati al valore di capitale investito netto implicitamente riconosciuto sulla base del canone annuale corrisposto ai proprietari terzi, ad esempio nella misura seguente:
- a) 6% del capitale investito netto in caso di acquisizione nel 2020;
 - b) 4% del capitale investito netto in caso di acquisizione nel 2021;
 - c) 2% del capitale investito netto in caso di acquisizione nel 2022.
- 12.8 Con riferimento alla revisione delle reti di cui al punto 12.6, lettera 12.6b), l’Autorità intende rivedere ed aggiornare, entro il 31 dicembre 2020 con efficacia a valere dal 2021, i criteri di determinazione del canone annuale di cui al punto 12.4 (tenendo conto della proposta originaria del Gestore della rete di trasmissione nazionale, come previsto dalla convenzione tipo¹⁷ e di un suo eventuale aggiornamento), relativamente ai soli soggetti titolari di RTN diversi da Terna S.p.A. e da società interamente controllate da Terna S.p.A., come già detto, con l’obiettivo di garantirne l’allineamento al valore effettivo delle infrastrutture in questione e con la finalità di decurtare dalle medesime la miglior stima delle inefficienze sistemiche connesse alla proprietà separata.

Spunti per la consultazione

S14. Si condivide la *ratio* dei meccanismi di promozione dell’unificazione della RTN?

S15. Si condividono i meccanismi proposti e le loro quantificazioni? Se no, perché?

¹⁶ Tali inefficienze sistemiche sono correlabili almeno:

- a) ai costi amministrativi per la gestione delle convenzioni con soggetti terzi proprietari di porzioni di RTN;
- b) ai maggiori costi emergenti, rispetto al caso di piena integrazione della proprietà, ai fini della gestione operativa unitaria di un sistema di trasmissione composto da porzioni di rete ciascuna esercita da un diverso soggetto;
- c) ai potenziali costi sistemici connessi con mancati interventi di sviluppo derivanti da difficoltà gestionali dovute alla situazione di molteplicità della proprietà della rete di trasmissione nazionale.

¹⁷ I valori proposti dal Gestore della RTN nel 2001 sono stati approvati con deliberazione 13 dicembre 2001, n. 304/01.

APPENDICE A

Regolazione vigente nel NPR1

- A1 La presente Appendice A fornisce una descrizione sintetica del quadro della regolazione tariffaria e della qualità per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica relativa al NPR1 di cui alla deliberazione 654/2015/R/EEL. Per ulteriori dettagli si rimanda alla relazione tecnica alla medesima deliberazione 654/2015/R/EEL.

Regolazione tariffaria

Perimetro dei costi riconosciuti in relazione al servizio di trasmissione

- A2 Per il NPR1, l'Autorità ha stabilito, in ottica di semplificazione amministrativa e al fine di mitigare i rischi di *double counting* nel riconoscimento dei costi, di uniformare i criteri di riconoscimento dei costi per l'erogazione del servizio di trasmissione e per lo svolgimento di attività relative al servizio di dispacciamento.
- A3 In merito, l'Autorità ha tuttavia confermato il mantenimento di due componenti tariffarie distinte (componente CTR, per il servizio di trasmissione e componente DIS a copertura dei costi di relativi allo svolgimento delle attività di dispacciamento al netto dei costi relativi all'approvvigionamento delle risorse necessarie per tale servizio), al fine di non modificare i criteri di allocazione di tali costi rispetto alla situazione precedente ed evitare potenziali sussidiazioni incrociate tra i due servizi.

Determinazione dei livelli iniziali del costo riconosciuto

- A4 In tema di fissazione dei livelli tariffari iniziali, l'Autorità ha proceduto a determinare il costo riconosciuto per il NPR1 composto da:
- a) costi operativi riconosciuti, tra cui i costi del personale e quello relativo all'acquisto dei materiali;
 - b) una congrua remunerazione del capitale investito riconosciuto;
 - c) gli ammortamenti delle immobilizzazioni.
- A5 I costi operativi riconosciuti per il primo anno del NPR1 (2016) sono stati determinati a partire dai seguenti elementi (opportunosamente corretti per tener conto dell'inflazione):
- a) i costi operativi effettivi rilevati nell'anno 2014 a partire dai conti annuali separati trasmessi da Terna ai sensi delle disposizioni del TIUC, al netto delle voci non riconoscibili ai fini tariffari;
 - b) il valore residuo, non ancora riassorbito tramite l'*X-factor* applicato nel precedente periodo di regolazione delle maggiori efficienze conseguite nel terzo periodo di regolazione lasciate temporaneamente all'impresa;
 - c) la quota parte delle maggiori efficienze conseguite nel corso del quarto periodo di regolazione lasciate temporaneamente all'impresa.

- A6 In relazione alle maggiori efficienze di cui al punto c) del precedente elenco, l’Autorità ha previsto la simmetrica ripartizione tra utenti e impresa dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel precedente periodo di regolazione.
- A7 Le componenti di costo sopra individuate sono state corrette per tener conto dell’inflazione e di un fattore di riduzione (*X-factor*) determinato con l’obiettivo di consentire il graduale recupero delle maggiori efficienze realizzate dall’esercente nei precedenti periodi di regolazione e non ancora trasferite agli utenti finali.
- A8 Ai fini della determinazione del costo operativo riconosciuto, l’Autorità, ai sensi dei punti 5 e 6 della deliberazione 517/2015/R/EEL, ha incluso in tariffa 2016 il livello iniziale del costo operativo riconosciuto al gestore del sistema di trasmissione per la gestione delle infrastrutture elettriche precedentemente di proprietà della società FSI S.p.A.
- A9 Sempre ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti, l’Autorità ha tenuto conto inoltre dei ricavi di carattere ricorrente derivanti principalmente dal c.d. servizio di “appoggio” della fibra ottica sugli impianti di trasmissione da parte degli operatori di telecomunicazione, portando in deduzione il 50% dei suddetti ricavi dal costo operativo effettivo.
- A10 In relazione alla determinazione del livello iniziale del capitale investito riconosciuto, l’Autorità ha stabilito di determinare il valore iniziale delle immobilizzazioni nette oggetto di remunerazione, secondo quando riportato di seguito:
- a) con riferimento agli incrementi patrimoniali relativi ad investimenti nell’attività di trasmissione realizzati antecedentemente all’anno 2004, tramite la valorizzazione parametrica di tali immobilizzazioni e del relativo sentiero di degrado, secondo il criterio vettoriale introdotto con la deliberazione ARG/elt 199/11;
 - b) con riferimento agli incrementi patrimoniali realizzati a partire dall’anno 2004, la determinazione puntuale dell’attivo immobilizzato netto sulla base degli incrementi patrimoniali (valutati secondo il criterio del costo storico rivalutato) e dei contributi percepiti;
 - c) il riconoscimento, quale misura di neutralizzazione del *lag* regolatorio, degli investimenti effettuati nell’anno t-1 rispetto all’anno tariffario (ai soli fini della remunerazione del capitale);
 - d) la valorizzazione delle nuove porzioni di rete acquisite secondo il criterio del costo storico originario rivalutato (ivi incluse le reti elettriche in alta e altissima tensione di proprietà della società Ferrovie dello Stato Italiane spa, acquisite da Terna e oggetto di inclusione nel perimetro della RTN, in coerenza con le disposizioni di cui alla deliberazione dell’Autorità 29 ottobre 2015, 517/2015/R/EEL);
 - e) l’esclusione delle immobilizzazioni in corso realizzate a partire dall’anno 2016 (ad eccezione di quelle relative ad investimenti che continueranno a

beneficiare della maggiore remunerazione nel NPR1) dalla determinazione del capitale investito riconosciuto (CIR) ferma restando la possibilità di capitalizzazione dei relativi interessi passivi in corso d'opera, riconosciuti in via parametrica ad integrazione del relativo incremento patrimoniale, salvaguardando gli effetti di riconoscimento previsti in relazione allo *stock* di immobilizzazioni in corso esistenti al 31 dicembre 2015 fino alla loro entrata in esercizio (e comunque non oltre il 31 dicembre 2019)

- A11 Ai fini della determinazione degli ammortamenti riconosciuti, l'Autorità ha confermato:
- a) la determinazione parametrica in relazione agli investimenti antecedentemente all'anno 2004, sulla base del sentiero di evoluzione determinato dall'applicazione del criterio vettoriale introdotto con la deliberazione ARG/elt 199/11;
 - b) la determinazione puntuale, con riferimento agli investimenti entrati in esercizio a partire dall'anno 2004, come rapporto tra il valore netto dei cespiti e la vita utile residua;

Aggiornamento per gli anni successivi

- A12 Ai fini dell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti, la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi è aggiornata in ciascun anno del periodo tramite il meccanismo del *price cap*, fissando il relativo tasso di recupero di produttività in modo da riassorbire la parte di recuperi di produttività conseguiti nei periodi di regolazione precedenti e non ancora trasferiti ai clienti finali, non essendo stati riscontrati elementi che inducessero a considerare ulteriori recuperi di produttività "reali", data la maturità del settore.
- A13 La restituzione ai clienti finali dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo e nel quarto periodo di regolazione è fissata entro la fine dell'anno 2019.
- A14 Per l'infra-periodo di regolazione 2016-2019 il tasso di riduzione annuale dei costi operativi riconosciuti è fissato pari all'1%.
- A15 Ai fini dell'aggiornamento dei costi di capitale, l'Autorità ha confermato i criteri di aggiornamento adottati nel precedente periodo di regolazione basati sull'applicazione dei seguenti elementi:
- a) tasso di variazione degli investimenti fissi lordi rilevato dall'ISTAT;
 - b) sentiero di degrado parametrico per gli investimenti entrati in esercizio antecedentemente all'anno 2004;
 - c) tasso di variazione collegato agli investimenti netti entrati in esercizio, tenendo conto dell'effetto di incremento del fondo di ammortamento economico-tecnico dei cespiti, di alienazioni, dismissioni a qualunque titolo effettuate e del completamento della vita utile regolatoria dei cespiti.
 - d) tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti netti di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione, incentivati ai sensi dell'articolo 20 del TIT 2016-2019;

- e) tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti netti di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione, incentivati ai sensi dell'articolo 20 del TIT 2016-2019;
 - f) tasso di variazione associato ad eventuali scostamenti tra valori di preconsuntivo e valori di consuntivo degli investimenti riconosciuti tariffariamente, di cui al precedente punto A10, lettera c).
- A16 Ai fini dell'aggiornamento degli ammortamenti riconosciuti, l'Autorità in sostanziale continuità con il precedente periodo di regolazione ha confermato i medesimi criteri previsti per l'aggiornamento delle immobilizzazioni nette, basati sull'applicazione dei seguenti elementi:
- a) tasso di variazione degli investimenti fissi lordi rilevato dall'ISTAT;
 - b) criterio parametrico per gli investimenti entrati in esercizio antecedentemente all'anno 2004;
 - c) tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni a qualunque titolo effettuate, e completamento della vita utile tariffaria dei cespiti;
 - d) tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio.
 - e) la deduzione dagli ammortamenti riconosciuti, della quota di ammortamento relativa ai contributi percepiti.

Regolazione incentivante: superamento della regolazione input-based e regolazione output-based del servizio di trasmissione nel quinto periodo di regolazione (2016-2023)

Superamento della regolazione input-based

- A17 Con le deliberazioni 653/2015/R/EEL e 654/2015/R/EEL, l'Autorità ha già in parte implementato il proprio obiettivo strategico di superamento dei meccanismi basati sulla maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale in relazione a particolari tipologie di investimenti (regolazione incentivante *input-based*). Sono stati inoltre estesi i meccanismi incentivanti gli output del servizio per gli utenti della rete, già introdotti in precedenza per quanto riguarda in particolare la qualità del servizio di trasmissione.
- A18 Nella deliberazione 654/2015/R/EEL, l'Autorità ha ritenuto opportuna la definitiva eliminazione degli incentivi di natura *input-based* per gli investimenti di trasmissione a partire dal NPR2, prevedendo al contempo, solo durante il NPR1, in una logica di gradualità, un meccanismo di residua incentivazione transitoria per un sottoinsieme limitato di investimenti cosiddetti I-NPR1 e O-NPR1 (articolo 20 del TIT) nella misura di una extra-remunerazione dell'1% per 12 anni fino a un limite di costo massimo successivamente definito per ciascun investimento dalla deliberazione 3 agosto 2017, 579/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 579/2017/R/EEL).

A19 Tale meccanismo è stato affiancato da un meccanismo correttivo per la promozione dell'efficienza dei medesimi investimenti (articolo 21 del TIT). Tale meccanismo premia nella misura del 20% i risparmi di costo rispetto al costo massimo incentivabile approvato con la suddetta deliberazione 579/2017/R/EEL.

Regolazione output-based: qualità del servizio

A20 La regolazione *output-based* della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, introdotta progressivamente a da partire dal 2008, è attualmente disciplinata dall'Allegato A alla deliberazione 653/2015/R/EEL (TIQ.TRA). Ai fini della presente consultazione rilevano:

- a) il Titolo 2, che disciplina la regolazione premi-penalità dell'energia non fornita (o non servita) dalla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN);
- b) il Titolo 5, che disciplina la regolazione individuale per i clienti finali connessi alla RTN;
- c) il Titolo 6, che afferisce alla indisponibilità degli elementi costituenti la RTN;
- d) il Titolo 8, che disciplina altri meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione.

A21 Più in dettaglio, il Titolo 2 disciplina la regolazione premi-penalità dell'energia non fornita di riferimento (indicatore ENSR-RTN o semplicemente ENSR), pari all'ammontare annuo di energia non fornita alle cabine primarie delle imprese distributrici connesse alla RTN dovuta a eventi interruttivi che hanno origine sulla RTN. La determinazione della ENSR è valutata in applicazione dell'Allegato A.54 al Codice di rete, e include l'energia non fornita per interruzioni:

- a) di responsabilità di Terna;
- b) dovute a cause esterne (danneggiamenti da parte di terzi);
- c) causate da eventi meteorologici eccezionali che determinano il superamento dei limiti di progetto degli elementi di rete.

A22 Dal calcolo della ENSR è esclusa l'energia non fornita dovuta a interruzioni causate da alcune tipologie di interruzioni, tra le quali quelle dovute a catastrofi naturali di ingenti proporzioni (ad esempio terremoti o alluvioni) o distacchi di carico per perturbazioni in frequenza sulla rete europea.

A23 L'obiettivo di miglioramento annuo (o livello obiettivo) per Terna per il periodo 2016-2023 è pari:

- a) per il 2016, alla media aritmetica dell'indicatore ENSR nel periodo 2012-2015;
- b) dal 2017, a detta media ridotta del 3,5% e così via per gli anni successivi a partire dal livello obiettivo dell'anno precedente.

A24 Il premio/penalità viene calcolato annualmente, sulla base della differenza tra il livello effettivo annuale della ENS ed il livello obiettivo, moltiplicata per il valore dell'energia non servita, assunto pari a 40.000 €/MWh.

A25 Il Titolo 3 disciplina i servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici tramite controalimentazioni della rete di distribuzione MT in occasioni di

disalimentazioni originate sulla RTN non attribuibili a causa di forza maggiore, cause esterne, insufficienza di risorse e non dovute a interventi programmati. I servizi di mitigazione non si applicano a disalimentazioni che costituiscono incidente rilevante (energia non servita netta superiore 250 MWh). La valorizzazione del servizio di mitigazione è posta pari a 10.000 €/MWh controalimentato per le prime quattro ore e pari a 3.000 €/MWh controalimentato per le ore successive alla quarta.

- A26 Il Titolo 5 disciplina gli indennizzi che Terna è annualmente tenuta ad erogare ai clienti finali connessi alla RTN, in caso di superamento:
- a) dello standard sul numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe o brevi di responsabilità di Terna: tale standard può assumere valore 0 o 1 interruzioni/anno, in funzione della tipologia di connessione (magliata o radiale) e del livello di tensione nel caso di connessione radiale;
 - b) dello standard sulla durata massima di una interruzione di responsabilità di Terna, pari a 2 ore.
- A27 In entrambi i casi sono escluse dal confronto con lo standard le interruzioni non di responsabilità Terna: forza maggiore, cause esterne e insufficienza di risorse.
- A28 Il Titolo 6 disciplina gli obblighi per Terna di registrazione, comunicazione all’Autorità e pubblicazione delle indisponibilità, programmate e non, degli elementi che costituiscono la RTN, tra cui:
- a) gli indicatori di indisponibilità di elementi di rete; l’indicatore ASAI¹⁸ della disponibilità degli elementi di rete; indicatori del tempo medio di riparazione dei guasti e delle anomalie di elementi di rete; indicatori di assetti radiali conseguenti a guasti o anomalie gravi di elementi di rete;
 - b) le cause delle indisponibilità, siano esse dovute alla discrezionalità operativa di Terna (ad esempio manutenzioni programmate o interventi di riparazione a seguito di guasti) o conseguenti a richieste di soggetti connessi alla RTN o di terzi (ad esempio richieste di connessione);
 - c) le conseguenze delle indisponibilità, che possono coinvolgere la fornitura degli utenti connessi (ad esempio interruzioni o riduzioni del prelievo di energia elettrica) oppure che determinano una riduzione dell’affidabilità della fornitura (ad esempio la temporanea connessione radiale di un utente strutturalmente connesso in assetto magliato).

Regolazione output-based; altri output del servizio di trasmissione

- A29 A partire dal 2017, la regolazione della qualità del servizio di trasmissione è stata affiancata da altri meccanismi incentivanti in logica *output-based*. Tali meccanismi riguardano in particolare:
- a) l’incentivazione all’implementazione di strumenti propedeutici alla regolazione *output-based* (articoli 39 e 40 della Regolazione *output-based*), che trova applicazione nel periodo 2017-2019;

¹⁸ Average System Availability Index.

- b) l'incentivazione sperimentale all'ottenimento di contributi Connecting Europe Facility per il finanziamento degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione (articolo 41 della Regolazione *output-based*), che trova applicazione nel periodo 2018-2019;
- c) l'incentivazione sperimentale alla realizzazione di capacità aggiuntiva di trasporto fino a valori di capacità obiettivo (articoli 44 e 45 della Regolazione *output-based*), che trova applicazione nel periodo 2019-2023.

APPENDICE B

Valutazione di impatto della regolazione (VIR) delle tariffe del servizio di trasmissione

B1 La presente Appendice intende fornire in chiave di valutazione dell’impatto della regolazione un quadro informativo e quantitativo degli effetti della regolazione tariffaria vigente nel NPR1.

Costi riconosciuti a Terna per il servizio di trasmissione

B2 La tabella successiva riporta l’andamento dei costi riconosciuti tramite la componente CTR a Terna per l’erogazione del servizio di trasmissione dell’energia elettrica nel corso del NPR1. La loro composizione in termini percentuali, con evidenza della quota di riconoscimenti tariffari relativi ai meccanismi di incentivazione vigenti è riportata nella Figura 2.

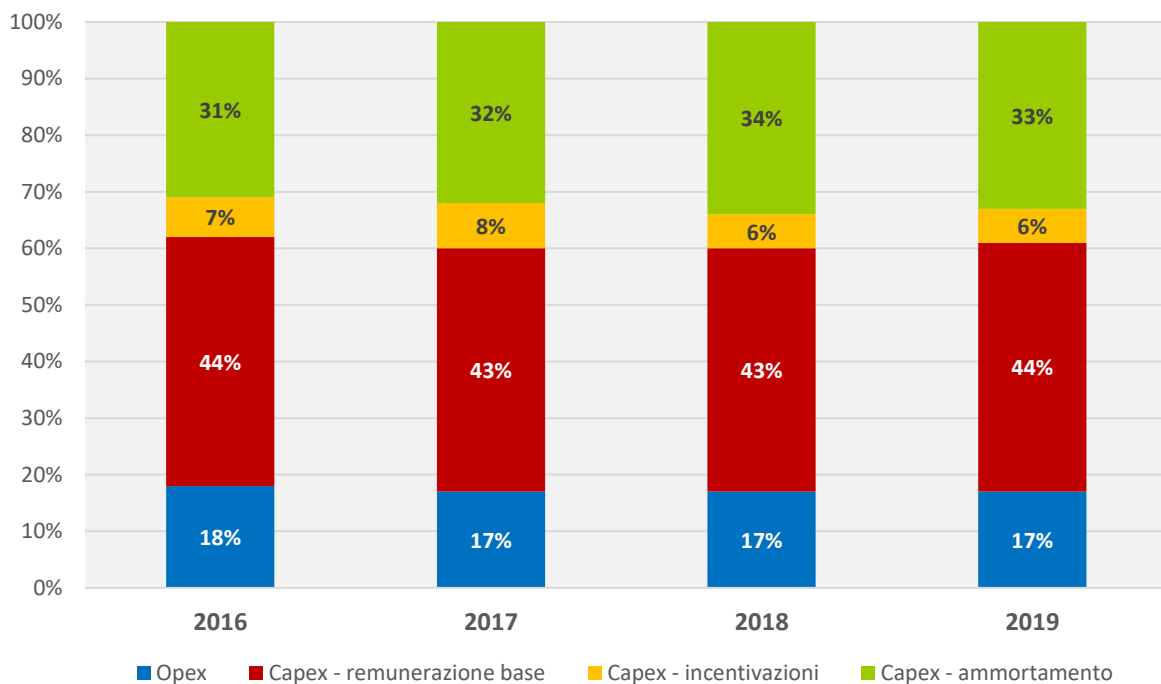
Tabella 1 - Andamento costi riconosciuti per il servizio di trasmissione nel NPR1 con componente tariffaria CTR per gli anni 2016-2019 (mln €) – valori a moneta costante 2019¹⁹

<i>Building blocks</i>	<i>anno 2016</i>	<i>anno 2017</i>	<i>anno 2018</i>	<i>anno 2019</i>
Costi operativi	302	296	293	289
Costi di capitale (remunerazione e ammortamento)	1341	1431	1426	1472
TOTALE COSTI	1.643	1.727	1.719	1.761

* I dati relativi al servizio di trasmissione includono anche i costi riferiti alla porzione di rete relativa a RFI. Non sono viceversa inclusi i costi derivanti dallo svolgimento delle attività relative al servizio di dispacciamento.

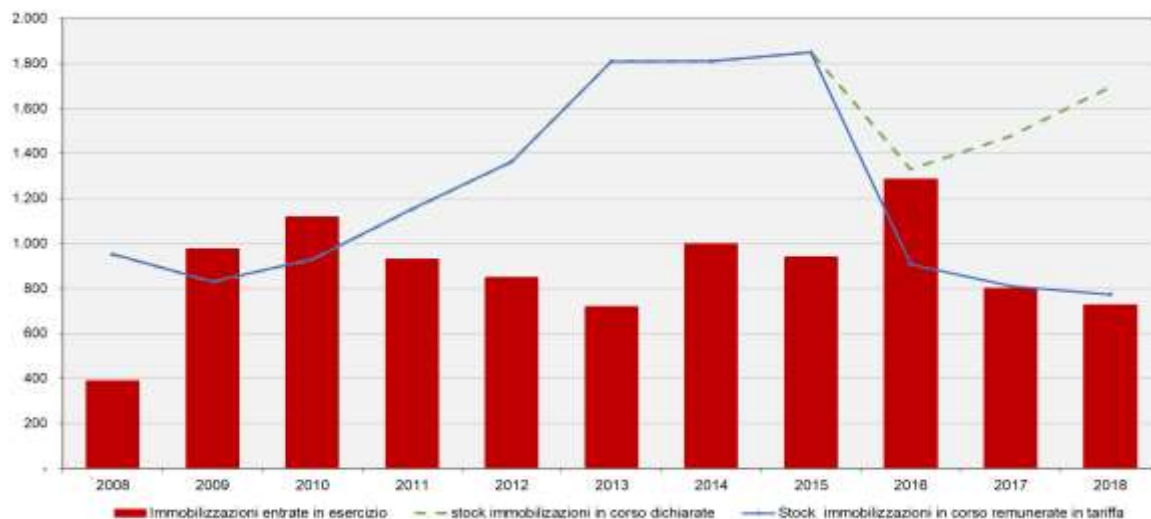
¹⁹ Al fine di esprimere i valori a moneta costante 2019, i valori relativi ai costi operativi di ciascun anno sono stati aggiornati tenendo conto delle variazioni dell’inflazione; i valori relativi ai costi di capitale tenendo conto del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi.

Figura 2 – Ripartizione dei costi di riferimento per la determinazione delle tariffe per gli anni 2016-2019 (mln €) – valori a moneta costante 2019



B3 Nella successiva Figura 3 è riportato, con riferimento al servizio di trasmissione di energia elettrica, l'andamento degli investimenti lordi e dello *stock* di immobilizzazioni in corso relativo agli ultimi 10 anni con evidenza, a partire dall'anno 2016, del valore (*stock*) delle immobilizzazioni in corso di Terna esistenti al termine di ciascun anno e del valore delle medesime immobilizzazioni in corso riconosciute ai fini tariffari, ai sensi della regolazione vigente nel NPR1.

Figura 3 - Andamento degli investimenti di trasmissione effettuati negli ultimi 10 anni - (mln €)* – valori a moneta costante 2019



*I valori relativi all'anno 2018 sono valori pre-consuntivi.

Costi riconosciuti a Terna per le attività relative al servizio di dispacciamento

B4 La tabella seguente riporta il valore dei costi riconosciuti a Terna nel corso del NPR1 per lo svolgimento delle attività relative al servizio di dispacciamento.

Tabella 2 - Andamento costi riconosciuti per il servizio di dispacciamento nel NPR1 per gli anni 2016-2019 (mln €) – valori a moneta costante 2019

<i>Building blocks</i>	<i>anno 2016</i>	<i>anno 2017</i>	<i>anno 2018</i>	<i>anno 2019</i>
Costi operativi	66,8	66,1	65,4	64,8
Costi di capitale (remunerazione e ammortamento)	40,9	41,2	39,8	39,0
TOTALE COSTI	107,7	107,3	105,2	103,8

APPENDICE C

Valutazione di impatto della regolazione (VIR) della qualità del servizio di trasmissione

Risultati della regolazione output-based

- C1 Con riferimento all'energia non servita, si osserva quanto segue:
- a) nella Figura 4 è visibile l'andamento dell'energia non servita netta misurata a bocca di cabina primaria nel periodo 2012-18; la parte blu dell'istogramma rappresenta la quota parte di energia non servita netta oggetto della regolazione premi-penalità, senza l'applicazione della funzione di limitazione alle interruzioni con elevata energia non servita (vd tabella 1 del TIQ.TRA); la parte rossa dell'istogramma rappresenta l'energia non servita netta esclusa della regolazione premi-penalità, anche in questo caso senza l'applicazione della funzione di limitazione; dall'esame di detta energia non servita emergono:
 - i. la significativa variabilità della quota di energia non servita dovuta a forza maggiore, sia oggetto di regolazione che non;
 - ii. il miglioramento costante, a decorrere dal 2014, della quota di energia non servita di responsabilità di Terna oggetto della regolazione premi penalità.
 - b) nella Figura 5 è visibile per il periodo 2012-18 l'andamento della ENSR in riferimento ai livelli obiettivo (la discontinuità tra il 2015 e il 2016 è dovuta allo scorporo dalla ENSR dell'energia non fornita ai clienti finali della RTN per il periodo 2016-23 rispetto al periodo 2012-15, vd punto 8.9) e i premi e le penalità conseguiti da Terna nel medesimo periodo 2012-18; questi ultimi riflettono pienamente quanto asserito ai precedenti sub i. e ii.;
 - c) nella Figura 6 è visibile la medesima energia non servita di cui alla precedente lettera a), ma ripartita in funzione dello stato della rete (magliata o in antenna) al momento dell'interruzione e distintamente per causa di forza maggiore o non causa di forza maggiore; risulta abbastanza contenuta e costante l'energia non servita dovuta a doppio guasto, mentre appare piuttosto elevata l'energia non servita dovuta a guasti su rete già smagliata (diventata cioè antenna) per indisponibilità di un elemento della RTN.

Figura 4 - andamento dell'energia non servita netta misurata a bocca di cabina primaria nel periodo 2012-18

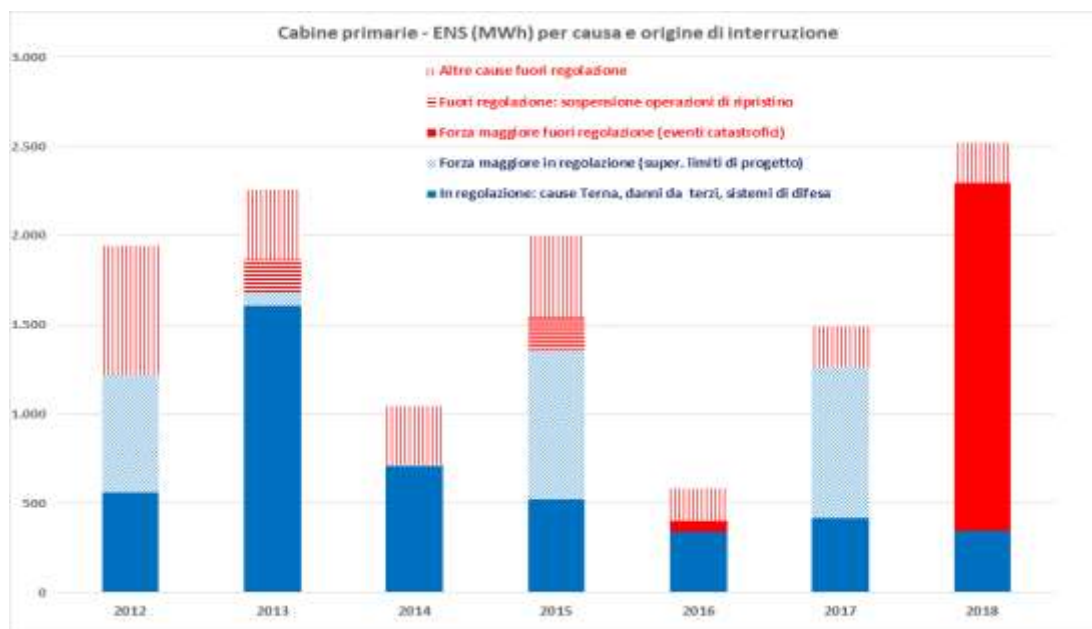


Figura 5 - andamento della ENSR in riferimento ai livelli obiettivo

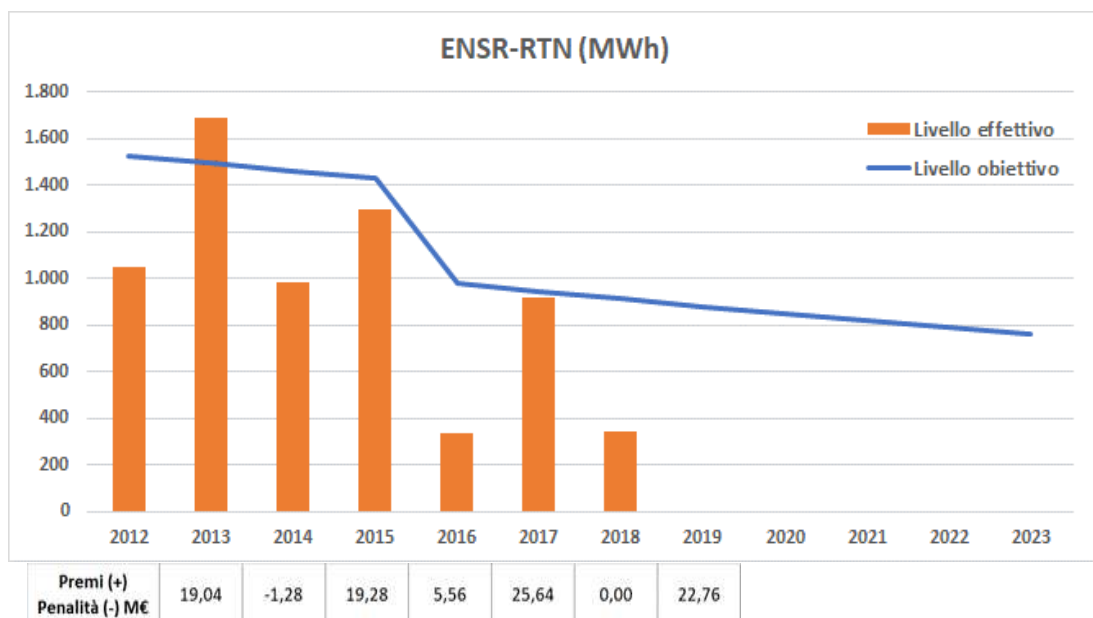
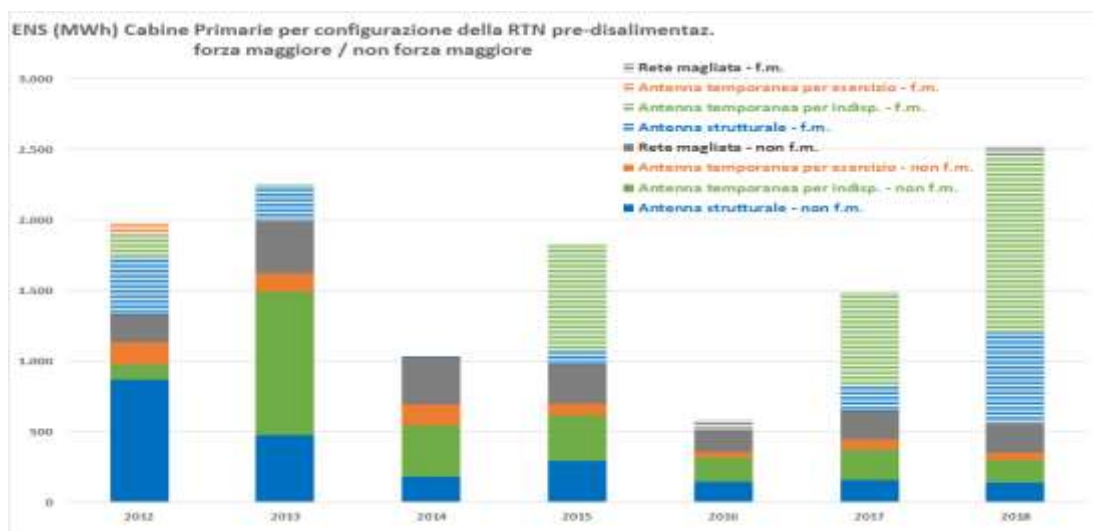


Figura 6 - l'andamento della ENSR ripartita in funzione dello stato della rete e per causa (forza maggiore o no)



C2 Con riferimento all'indisponibilità degli elementi della RTN, nella Figura 7 è riportato il valore dell'indicatore ASAI delle linee aeree (elementi più vulnerabili), per livello di tensione, mentre la Figura 8 mostra il valore dell'ASAI riferito a tutti gli elementi della RTN. Il 2018 sembra risentire, in particolare la rete a 220 kV e di riflesso tutta la RTN, dei gravi eventi meteo accaduti tra fine ottobre e inizio novembre nel Nord-Est del Paese.

Figura 7 - ASAI delle linee elettriche aeree della RTN, per livello di tensione

Livello di tensione	2015 [%]	2016 [%]	2017 [%]	2018 [%]
<= 150 kV	99,085	99,127	98,890	98,662
220 kV	97,416	98,267	97,034	96,778
380 kV	98,476	99,034	98,195	98,310

Figura 8 - ASAI relativo a tutti gli elementi della RTN

	2015 [%]	2016 [%]	2017 [%]	2018 [%]
Tutti gli elementi della RTN	99,101	99,163	99,043	98,999

- C3 La Figura 9 illustra il numero medio di indisponibilità annue, programmate e non programmate: entrambe sembrano registrare un trend crescente nel quadriennio 2015-2018. Anche le corrispondenti ore di indisponibilità (qui non riportate) registrano un trend crescente.

Figura 9 - Numerosità delle indisponibilità delle linee elettriche aeree, per livello di tensione

	Tensione	2015	2016	2017	2018
Numero medio di indisponibilità²⁰ annue programmate [n.°]	<= 150 kV	1,031	1,264	1,414	1,510
	220 kV	1,925	1,809	2,212	2,040
	380 kV	1,298	1,463	1,697	1,732
Numero medio di indisponibilità annue non programmate [n.°]	<=150 kV	0,3	0,305	0,445	0,498
	220 kV	0,37	0,419	0,656	0,907
	380 kV	0,34	0,261	0,534	0,430

- C4 La Figura 10 illustra il numero medio di volte che un utente strutturalmente connesso in assetto magliato è stato temporaneamente connesso in assetto radiale e il tempo complessivo medio di permanenza in assetto radiale per tutte le cause di indisponibilità²¹. L'esame di tali dati evidenzia un peggioramento nel corso degli anni del primo dei due indicatori, sia per la rete <= 150kV che per la rete 220kV²². Il tempo complessivo medio di permanenza in assetto radiale appare costante (circa 25 ore) per gli utenti connessi alla rete <= 150kV, piuttosto altalenante per gli utenti connessi alla rete 220kV. Sembra invece in deciso miglioramento il tempo medio di permanenza in assetto radiale riferito ad ogni singolo evento.

Figura 10 - Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione

	Tensione	2015	2016	2017	2018
Numero medio di volte che un utente strutturalmente connesso in assetto magliato è stato temporaneamente	<=150 kV	5,76	5,537	7,003	8,324
	220 kV	0,117	0,071	0,148	0,158

²⁰ Il numero delle indisponibilità medio è calcolato, per ogni livello di tensione, rispetto a tutte le linee elettriche aeree dell'intera RTN, e non rispetto alle sole linee oggetto di indisponibilità.

²¹ A decorrere dal 2016 gli indicatori di cui alla Figura 10 - Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione – Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione, sono disponibili anche in forma disaggregata per le seguenti cause di indisponibilità: MPR (manutenzione preventiva), GUA (guasto componente) e MPA (altri lavori programmati).

²² Il peggioramento è anche dovuto all'acquisizione da parte di Terna della rete in alta tensione di RFI (Rete Ferroviaria Italiana).

connesso in assetto radiale (eventi/anno)²³					
Tempo complessivo medio di permanenza in assetto radiale per un utente strutturalmente connesso in assetto magliato (ore/anno)²⁴	<=150 kV	25,36	23,147	25,31	25,631
	220 kV	38,01	14,991	45,405	13,054

- C5 Nella Figura 11, a parziale complemento di quanto illustrato nella Figura 10, sono riportati il numero e la durata di tutte le indisponibilità non programmate e programmate delle linee fino a 150kV, per il periodo 2015-2018, che hanno determinato un assetto temporaneo radiale.
- C6 Il tempo medio di riparazione di un guasto sulla rete fino a 150 kV è risultato pari a 113 ore nel 2018, 86 ore nel 2017, 79 ore nel 2016 e 107 ore nel 2015.
- C7 Risulta infine che l'insieme delle cabine primarie con connessione in antenna (18% del totale; la rischiosità è diversa in relazione alla lunghezza della connessione in antenna e della potenza sottesa) sono complessivamente caratterizzate da una potenza nominale pari al 12% della potenza nominale di tutte le cabine primarie, ed è solo in parte controalimentabile dalla rete MT²⁵.

Figura 11 – Numero e durata di tutte le indisponibilità non programmate e programmate nel periodo 2015-2018

²³ Calcolato, per ogni livello di tensione, rispetto a tutti gli utenti connessi strutturalmente in assetto magliato.

²⁴ Calcolato, per ogni livello di tensione, rispetto al solo insieme degli utenti temporaneamente connessi in radiale.

²⁵ Dato ricavato a seguito della comunicazione di e-distribuzione ai sensi dell'Allegato A66 al Codice di rete per l'anno 2015.

