

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
464/2015/R/EEL**

**SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA:
UN MODELLO DI SVILUPPO SELETTIVO DEGLI INVESTIMENTI**

Orientamenti iniziali

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

Mercato di incidenza: energia elettrica

1 ottobre 2015

Premessa

Il presente documento illustra gli orientamenti iniziali dell'Autorità in merito alla selettività degli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica, considerando l'evoluzione della metodologia di analisi costi-benefici per gli investimenti da inserire nel Piano decennale di sviluppo della rete.

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

*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, improrogabilmente **entro e non oltre il 30 ottobre 2015** con esclusione degli spunti di consultazione presenti nell'Appendice C per i quali il termine è fissato al **31 dicembre 2015**.*

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

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

***Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione
Direzione Mercati elettricità e gas***

piazza Cavour 5 – 20121 Milano

email: infrastrutture@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

Premessa e sintesi degli orientamenti iniziali	4
1. Inquadramento: oggetto della consultazione, contesto europeo ed italiano	6
Oggetto della consultazione	6
Procedimenti collegati.....	8
Contesto normativo europeo	9
Contesto normativo nazionale.....	11
Struttura del documento	15
2. Lo sviluppo del sistema di trasmissione e gli effetti della regolazione	16
Evoluzione della regolazione e dei meccanismi di promozione degli investimenti	16
Effetti sul volume di investimenti realizzati	20
Effetti sull’allocazione e sulla distribuzione temporale degli investimenti.....	21
Effetti su efficienza dei costi e rispetto dei tempi	24
Effetti sullo sviluppo di capacità di interconnessione e interzonali	27
Effetti su altri output e metriche del servizio di trasmissione	30
Effetti sulla tariffa di trasmissione pagata dai consumatori	31
La necessità di innovare la regolazione incentivante	32
3. Superamento della regolazione incentivante di tipo input-based	34
Superamento graduale dei meccanismi di extra-remunerazione	34
Superamento dell’accelerazione agli investimenti e meccanismi di monitoraggio.....	36
4. Obiettivi e criteri per lo sviluppo altamente selettivo degli investimenti	38
Obiettivi dell’intervento regolatorio	38
Utilità per il sistema: coerenza con l’approccio CBA utilizzato in Europa.....	38
Misurabilità ex-ante e verificabilità ex-post degli output	39
Promozione dell’efficienza degli investimenti.....	40
Trattamento dei maggiori rischi associati a specifici progetti.....	42
Mantenimento della qualità del servizio	43
5. Strumenti propedeutici per la promozione selettiva degli investimenti	44
Utilità per il sistema: applicazione sistematica della nuova metodologia “CBA 2.0”	46
Utilità per il sistema: definizione delle target capacities.....	48
Fase di progettazione di dettaglio e autorizzazione: ipotesi per superare criticità autorizzative e “post-autorizzative”	49
6. Esempi di meccanismi di promozione selettiva output-based	51
Esempi di incentivi selettivi in logica output-based: sviluppo della capacità	51
Esempi di incentivi selettivi in logica output-based: efficienza di realizzazione	53
Esempi di incentivi selettivi in logica output-based: riduzione della vulnerabilità.....	54
Altri potenziali output	55
7. Sintesi e prossimi passi	57
Coerenza del quadro regolatorio con la pianificazione decennale	57
Sintesi dei meccanismi esaminati in questo documento e prossimi passi	57
Appendici	59
Appendice A. Sintesi delle risposte alla consultazione 5/2015/R/EEL	59
Appendice B. Dati di sintesi sullo sviluppo del sistema di trasmissione 2000-2015	63
Appendice C. Sviluppo della metodologia di analisi costi/benefici.....	69

Premessa e sintesi degli orientamenti iniziali

La “regola aurea” per lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale è basata sulla cifra di utilità dell’investimento per il sistema elettrico. Dal 2004 (cioè dal secondo periodo regolatorio) ad oggi, i meccanismi incentivanti adottati, di tipo *input-based*, pur affinati nel tempo, si sono rivelati una *proxy* piuttosto imprecisa dell’utilità per il sistema. Tali meccanismi incentivanti hanno il merito di aver contribuito al superamento di una fase almeno quinquennale di modesti investimenti, secondo le indicazioni della legge 290/2003 di conversione del decreto-legge 239/2003, a seguito delle disalimentazioni diffuse di giugno 2003 e del *blackout* di settembre 2003. Permangono, però, alcune criticità nell’allocazione degli investimenti e nella loro distribuzione temporale, per i frequenti incrementi dei costi rispetto a quanto stimato inizialmente e per le continue posticipazioni delle tempistiche previste, derivanti soprattutto da difficoltà di natura autorizzativa e, in misura crescente, “post-autorizzativa”. Anche lo sviluppo delle capacità interzonalì e di interconnessione non soddisfa ancora pienamente le esigenze del mercato.

L’Autorità, quindi, ritiene che sia necessario innovare e far evolvere la regolazione che ha governato lo sviluppo infrastrutturale delle reti in altissima e alta tensione negli ultimi tre periodi regolatori (dal 2004 al 2015). In linea con le indicazioni del *Quadro strategico quadriennale* dell’Autorità, oltre all’efficienza degli investimenti di sviluppo della rete, all’equa remunerazione del rischio associato agli investimenti e al mantenimento della qualità del servizio, gli obiettivi del quinto periodo di regolazione saranno la coerenza tra gli approcci utilizzati in Europa e in Italia per orientare lo sviluppo di rete all’utilità per il sistema e la focalizzazione, ai fini della promozione selettiva degli investimenti, su *output* che rappresentino, pur in maniera semplificata, i benefici misurabili attesi dagli investimenti e che siano verificabili a posteriori anche quantitativamente. Ciò rappresenta un passo fondamentale verso una migliore aderenza della nuova regolazione alla “regola aurea”, rispetto a quanto fatto finora.

Principale strumento per la coerenza tra gli approcci utilizzati in Europa e in Italia è una metodologia di analisi costi-benefici evoluta (*cost-benefit analysis* 2.0 o “CBA 2.0”). Tale metodologia consente di definire meccanismi selettivi di promozione degli investimenti, distinguendo gli investimenti ad elevata utilità per il sistema ed identificando le priorità di sviluppo sulla base del rapporto benefici/costi e dell’utilità delle scelte di investimento a fronte delle inevitabili incertezze sul futuro. Tali valutazioni non sono possibili con metodi *input-based*.

Nel medio termine, la promozione dell’efficienza degli investimenti sarà perseguita in maniera integrata, mediante una metodologia di riconoscimento dei costi basati sulla spesa totale (*Total Expenditure* o *Totex*), coerente con le stime di costo utilizzate ai fini dell’inclusione degli investimenti nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale e congruente grazie a comparazioni basate su *unit investment cost*.

L’equa remunerazione degli investimenti e dei rischi ad essi associati sarà conseguita mediante la remunerazione generale degli investimenti, accompagnata dalla possibilità

di richieste del gestore di remunerazione addizionale per specifici progetti prioritari con profili di rischio che non trovano copertura nella regolazione, in linea con l'approccio già previsto ai sensi della deliberazione 446/2014/R/COM per i progetti di interesse comune.

Tenuto conto che la qualità del servizio di trasmissione (con i relativi *output*) è stata trattata separatamente nei documenti per la consultazione 48/2015/R/EEL e 415/2015/R/EEL, l'identificazione di ulteriori *output* che rispecchiano in modo semplice i benefici attesi dagli utenti è proposta in questo documento in relazione alla soluzione di alcune delle principali criticità di sviluppo attualmente riscontrate.

A fronte delle sfide in materia di evoluzione e implementazione della nuova CBA 2.0, l'Autorità propone un meccanismo premiante l'applicazione della nuova metodologia a partire dal Piano di Sviluppo 2017, dal momento che ciò costituisce un elemento strumentale propedeutico per meccanismi incentivanti altamente selettivi rispetto alla utilità degli investimenti per il sistema, oltre che necessario per il passaggio al sistema *totex*.

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

L'Autorità sta, inoltre, considerando di introdurre, da una parte, meccanismi incentivanti per la riduzione della vulnerabilità strutturale, con particolare riferimento ai tratti di rete a maggior rischio di esposizione a eventi avversi eccezionali, e dall'altra meccanismi finalizzati a incentivare economicamente risparmi rispetto a una *baseline* di costo di investimento, modulando l'incentivo in relazione al rapporto benefici/costi risultante dalla CBA.

L'insieme dei nuovi meccanismi proposti andrà progressivamente a sostituire i vecchi schemi di tipo *input-based*, per il cui superamento il documento prospetta specifiche soluzioni intermedie e graduali per il passaggio da una regolazione all'altra. Limitatamente agli interventi finora classificati come meritevoli del massimo incentivo (I=3), già avviati e ancora da completare alla data del 31 dicembre 2015, l'Autorità è orientata a riconoscere una extra-remunerazione transitoria sugli investimenti che rispettino le tempistiche previste, purché nei limiti di costo approvati all'inizio del quarto periodo di regolazione (2012-2015).

La extra-remunerazione transitoria è proposta nella misura di 1% di maggiorazione del tasso di remunerazione base, per 12 anni, tenendo conto sia di una logica di graduale superamento del sistema *input-based* e di parallela graduale sostituzione con meccanismi *output-based*, sia per tener conto della riduzione del tasso di remunerazione "base", realizzatosi già a partire dal 2014, che rende ragionevole una riduzione anche della maggiorazione incentivante.

1. Inquadramento: oggetto della consultazione, contesto europeo ed italiano

Oggetto della consultazione

- 1.1 Il 31 dicembre 2015 si conclude il quarto periodo di regolazione 2012 – 2015 per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, attualmente disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 (di seguito: deliberazione 199/11) e, in particolare, dall'Allegato A (di seguito: TIT) e dalla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11 per gli aspetti relativi alla qualità del servizio.
- 1.2 In vista di tale scadenza l'Autorità, con deliberazione 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL (di seguito: deliberazione 483/2014/R/EEL), ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per il servizio di connessione in vigore nel periodo di regolazione che decorrerà dall'1 gennaio 2016 (di seguito: quinto periodo di regolazione).
- 1.3 Il procedimento avviato con deliberazione 483/2014/R/EEL sviluppa, per i servizi infrastrutturali nel settore dell'energia elettrica, le linee generali di indirizzo indicate nel *Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018*, approvato con deliberazione 15 gennaio 2015, 3/2015/A (di seguito: *Quadro strategico 2015-2018*), con particolare riferimento all'Obiettivo Strategico OS.6 in tema di regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali.
- 1.4 Per quanto concerne la regolazione tariffaria del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, la deliberazione 483/2014/R/EEL ha indicato i seguenti ambiti di intervento:
 - a) introdurre meccanismi di regolazione con criteri che inducano gli operatori di rete ad incrementare la propria efficienza;
 - b) riformare gli attuali meccanismi di incentivazione dello sviluppo delle reti di trasmissione, incluso l'attuale meccanismo di accelerazione degli investimenti sulla rete di trasmissione, introducendo meccanismi che tengano conto degli impatti effettivi dello sviluppo infrastrutturale sul mercato elettrico, sull'integrazione delle fonti rinnovabili e sulla sicurezza del sistema (in logica *output-based*), in modo da perseguire una maggiore selettività nella remunerazione degli investimenti rispetto alla loro utilità per il sistema;
 - c) verificare la sussistenza di possibili sovrapposizioni tra i meccanismi di incentivo tariffari ed i meccanismi di incentivo vigenti nella regolazione della qualità e del dispacciamento;

- d) introdurre disposizioni che promuovano l'interesse degli operatori di rete miranti ad ottenere contributi comunitari per lo sviluppo delle infrastrutture, con benefici in termini di minori costi posti in capo agli utenti della rete.
- 1.5 Nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 483/2014/R/EEL, l'Autorità ha già pubblicato diversi documenti per la consultazione. Il primo di questi è il documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 5/2015/R/EEL), nel quale sono state indicate le linee generali di intervento che l'Autorità intende sviluppare nel corso del medesimo procedimento. Le osservazioni dei soggetti interessati maggiormente rilevanti per i temi trattati in questo documento sono sintetizzate nell'Appendice A al presente documento.
- 1.6 L'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 12 febbraio 2015, 48/2015/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 48/2015/R/EEL) in cui ha trattato sotto il profilo tecnico i temi relativi alla regolazione della qualità del servizio (incluso il servizio di trasmissione). In questo documento l'Autorità ha osservato che la regolazione premi-penalità finalizzata alla riduzione della energia non fornita di riferimento di Terna costituisce un meccanismo *output-based* che ha mostrato in questi anni di applicazione una buona efficacia e che pertanto viene confermato, con alcune modifiche formulate in maggior dettaglio nel successivo documento per la consultazione 6 agosto 2015, 415/2015/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 415/2015/R/EEL).
- 1.7 L'Autorità ha inoltre pubblicato il documento per la consultazione 9 luglio 2015, 335/2015/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 335/2015/R/EEL) in tema di criteri per la fissazione dei costi riconosciuti, e il documento per la consultazione 25 settembre 2015, 446/2015/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 446/2015/R/EEL) in tema di vincoli tariffari e struttura delle tariffe. In quest'ultimo documento, in relazione all'ipotesi di allungamento del periodo di regolazione da 4 a 6 anni e all'intenzione di suddividere il periodo di regolazione in due parti triennali (indicata dall'Autorità nei precedenti documenti per la consultazione), l'Autorità ha indicato che, *“tenuto conto delle osservazioni fornite da alcuni operatori al documento per la consultazione 335/2015/R/EEL con riferimento al tema della durata del periodo di regolazione, ... sta valutando la possibilità di prolungare il NPR [nuovo periodo regolatorio] a otto anni (2016-2023), suddividendo il periodo di regolazione in una prima parte (di seguito: NPR1) caratterizzata da un sistema tariffario definito sulla base delle proposte consultate in dettaglio nel corso dell'anno 2015 e da una seconda parte (di seguito: NPR2) caratterizzata dall'introduzione di criteri di riconoscimento dei costi basati sulle logiche totex e di strutture tariffarie che saranno consultate nel dettaglio nei prossimi anni. Tale impostazione, garantendo al sistema la definizione dei criteri di regolazione per un periodo di tempo non inferiore ai periodi regolatori passati, consoliderebbe la certezza del quadro regolatorio nell'ipotesi di transizione verso il nuovo approccio fondato sul riconoscimento di spesa totale che potrebbe essere introdotto nel NPR2”*.

- 1.8 Pertanto, in coerenza con tale possibilità, nel presente documento per la consultazione (come nel documento per la consultazione 446/2015/R/EEL), le ipotesi di incentivazione selettiva degli investimenti sono sviluppate sull'arco dell'intero quinto periodo regolatorio, con un maggior dettaglio per il NPR1. Tuttavia, date le specificità degli investimenti nella rete di trasmissione nazionale, caratterizzati da tempi lunghi sia di autorizzazione che di realizzazione, le proposte avanzate tengono presente anche le scadenze derivanti dai Piani di sviluppo e le necessarie tempistiche di implementazione, come descritto in maggior dettaglio nel seguito del presente capitolo.
- 1.9 Nel documento per la consultazione 335/2015/R/EEL (al punto 17.7 e successivi) l'Autorità ha indicato che gli attuali criteri di riconoscimento in tariffa delle immobilizzazioni in corso nell'anno $t-2$ presentano significative criticità, non avendo fornito un adeguato incentivo alla minimizzazione delle tempistiche di realizzazione degli interventi di sviluppo. L'Autorità ha quindi prospettato ipotesi di modifica del trattamento tariffario delle immobilizzazioni in corso.
- 1.10 Il presente documento illustra gli orientamenti iniziali dell'Autorità in tema di selettività degli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione, identificando anche alcune aree di possibile incentivazione altamente selettiva di tali investimenti, con modalità di tipo *output-based*, per il quinto periodo di regolazione.

Procedimenti collegati

- 1.11 In parallelo al procedimento avviato con deliberazione 483/2014/R/EEL, l'Autorità, con deliberazione 4 dicembre 2014, 597/2014/R/COM (di seguito: deliberazione 597/2014/R/COM), ha avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di metodologie e criteri per la determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, nei settori elettrico e gas.
- 1.12 Nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 597/2014/R/EEL, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 9 giugno 2015, 275/2015/R/COM a cui si rimanda in particolare per quanto concerne la determinazione e aggiornamento degli elementi che concorrono alla definizione del tasso di remunerazione del capitale investito, non caratterizzati da aspetti settoriali o delle singole attività.
- 1.13 Allo sviluppo del procedimento avviato con deliberazione 483/2014/R/EEL sono inoltre collegati gli esiti dei processi di consultazione che l'Autorità svolge sugli schemi dei Piani di sviluppo, ai sensi dell'articolo 36 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11), per fornire le proprie valutazioni al Ministero dello sviluppo economico.
- 1.14 In particolare, per quanto concerne lo schema del Piano di Sviluppo 2015, si prevede di avviare il processo di consultazione in parallelo alla presente consultazione.

Contesto normativo europeo

- 1.15 Le norme per il raggiungimento dell'obiettivo di realizzazione del mercato interno dell'energia sono contenute nel cosiddetto Terzo Pacchetto Energia che, per il settore elettrico, si sostanzia nella Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (di seguito: Direttiva 72/2009/CE recepita nell'ordinamento nazionale con il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93; vd successivo punto 1.34), nel Regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (di seguito: Regolamento 714/2009) e per aspetti regolatori transfrontalieri, nel Regolamento (CE) n. 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009.
- 1.16 In particolare, l'articolo 36 della Direttiva 2009/72/CE prevede che l'autorità nazionale di regolamentazione adotti tutte le misure ragionevoli idonee al perseguimento di diversi obiettivi tra cui i) *“eliminare le restrizioni agli scambi di energia elettrica tra gli Stati membri e sviluppare adeguate capacità di trasmissione transfrontaliere per soddisfare la domanda e migliorare l'integrazione dei mercati nazionali che potrebbe agevolare la circolazione dell'energia elettrica attraverso la Comunità”* e ii) *“assicurare che ai gestori del sistema e agli utenti del sistema siano offerti incentivi adeguati, sia a breve che a lungo termine, per migliorare l'efficienza delle prestazioni del sistema e promuovere l'integrazione del mercato”*. L'articolo 37, paragrafo 8, della Direttiva 2009/72/CE prevede inoltre che *“In sede di fissazione o approvazione delle tariffe o delle metodologie e dei servizi di bilanciamento, le autorità di regolamentazione provvedono affinché ai gestori dei sistemi di trasmissione e di distribuzione siano offerti incentivi appropriati, sia a breve che a lungo termine, per migliorare l'efficienza, promuovere l'integrazione del mercato e la sicurezza dell'approvvigionamento e sostenere le attività di ricerca correlate”*.
- 1.17 Le previsioni dei Regolamenti del Terzo Pacchetto Energia relative allo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione comprendono: la costituzione dell'associazione degli operatori dei sistemi di trasmissione (di seguito: ENTSO-E, *European Network of Transmission System Operators for Electricity*) e dell'Agenzia per la cooperazione fra regolatori dell'energia (di seguito: ACER, *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*), la preparazione, da parte di ENTSO-E ogni due anni, di un piano decennale di sviluppo della rete europea, chiamato *Ten Year Network Development Plan* (di seguito: TYNDP), comprendente l'elaborazione di scenari e la preparazione di piani di investimento regionali. E' inoltre previsto che ACER esprima pareri formali (*Opinions*) sul TYNDP e sui piani di sviluppo nazionali in relazione alla coerenza con il TYNDP, nonché controlli l'attuazione del TYNDP.
- 1.18 Le norme per la politica energetica e ambientale sono contenute nel cosiddetto *Green Package*, per cui la descrizione si rimanda al precedente documento per la consultazione 5/2015/R/EEL.

- 1.19 Il Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (Titolo XVI, articolo 170) prevede che l'Unione concorra alla costituzione e allo sviluppo di reti transeuropee nei settori delle infrastrutture dei trasporti, delle telecomunicazioni e dell'energia. L'azione dell'Unione mira a favorire l'interconnessione e l'interoperabilità delle reti nazionali, nonché l'accesso a tali reti. Essa tiene conto in particolare della necessità di collegare alle regioni centrali dell'Unione le regioni insulari, prive di sbocchi al mare e periferiche.
- 1.20 Per questi obiettivi, l'Unione stabilisce una serie di linee guida. Le linee guida in materia di reti energetiche transeuropee e di progetti di interesse comune nel settore dell'energia sono state aggiornate con il Regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013 (di seguito: Regolamento 347/2013). Il Regolamento 347/2013 ha integrato le previsioni del Regolamento 714/2009, prevedendo che venga predisposta una metodologia di analisi costi-benefici (di seguito: CBA, *cost benefit analysis*) per lo sviluppo delle infrastrutture. Tale metodologia è applicata nella preparazione di ciascun successivo TYNDP. La metodologia CBA è soggetta al parere formale di ACER e successivamente è approvata dalla Commissione Europea. Il regolamento 347/2013 ha previsto inoltre che le autorità nazionali di regolazione definiscano, nel quadro di cooperazione dell'Agenzia, indicatori e i corrispondenti valori di riferimento per i costi unitari per gli investimenti (*Unit Investment Cost*) di sviluppo delle reti di trasmissione.
- 1.21 Lo stesso Regolamento ha previsto attività, sia a livello europeo da parte di ACER, sia a livello nazionale da parte delle autorità di regolazione, per definire metodologie e criteri per valutare i rischi connessi con gli investimenti di sviluppo infrastrutturale. Il Regolamento ha previsto anche importanti misure in materia di *permitting* e partecipazione pubblica. Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il manuale delle relative procedure.¹
- 1.22 Il quadro normativo europeo è peraltro destinato ad evolvere. In questo contesto europeo assumono un ruolo rilevante le conclusioni del Consiglio europeo del 20 e 21 marzo 2014 e le conclusioni del Consiglio europeo del 23 e 24 ottobre 2014. A marzo 2014, il Consiglio ha invitato ad accelerare gli sforzi in particolare per quanto riguarda la rapida attuazione di tutte le misure per conseguire l'obiettivo di realizzare l'interconnessione di almeno il 10% della loro capacità di produzione elettrica installata, per tutti gli Stati membri. A ottobre 2014, il Consiglio ha approvato un obiettivo UE di riduzione delle emissioni nazionali di gas a effetto serra almeno del 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 e un obiettivo UE per la quota di fonti energetiche rinnovabili consumate fissato almeno al 27% nel 2030.

¹ Ministero dello Sviluppo Economico, "Manuale delle procedure per il procedimento di rilascio delle autorizzazioni applicabili ai progetti di interesse comune (Regolamento (UE) N. 347/2013 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee)". www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/manuale_TEN_E.pdf

- 1.23 Il Consiglio europeo di ottobre 2014 ha sottolineato la fondamentale importanza di un mercato interno dell'energia pienamente funzionante e interconnesso e ha deciso che la Commissione Europea, supportata dagli Stati Membri, adotterà misure urgenti per garantire la realizzazione di un obiettivo minimo del 10% per le interconnessioni elettriche esistenti, in via urgente e non più tardi del 2020, almeno per gli Stati membri che non hanno ancora conseguito un livello minimo di integrazione nel mercato interno dell'energia, che sono in particolare Stati Baltici, Portogallo e Spagna. La Commissione riferirà inoltre periodicamente al Consiglio europeo allo scopo di conseguire l'obiettivo del 15% entro il 2030, come proposto dalla Commissione.
- 1.24 A tale proposito, l'Autorità ha contribuito ai lavori delle Commissioni parlamentari di predisposizione della posizione italiana in tema di *Energy Union*. Nella memoria 212/2015/I/COM l'Autorità ha osservato che *“il piano [TYNDP 2014] identifica anche il concetto di target capacity su ciascun confine, definito come la capacità che è economicamente efficiente realizzare (perché i benefici sono maggiori dei costi). Questo orientamento, fortemente promosso dall'Autorità [italiana] anche tramite il proprio contributo alla formazione della opinione di ACER sui Piani europei, appare metodologicamente più consistente ed economicamente più efficiente della proposta di identificare una misura minima di interconnessione al 2030 per ogni nazione, pari al 15% della capacità di generazione installata”*.
- 1.25 Nella stessa memoria, l'Autorità ha segnalato, pertanto, *“l'opportunità di continuare a promuovere Piani di sviluppo con adeguate analisi costi benefici, invece di prestabilire misure trasversali ed omogenee per i Paesi membri (10% e poi 15%), che potrebbero determinare investimenti non efficienti. Qualora venisse confermata l'adozione di target predefiniti e fissi senza il sottostante rationale in termini di costi-benefici, l'Autorità evidenzia che il riferimento alla capacità di generazione installata appare quanto mai inappropriato per i Paesi – e l'Italia non è l'unica – che per effetto degli incentivi concessi hanno visto negli ultimi anni uno sviluppo senza precedenti della generazione da fonti rinnovabili, che ha fatto incrementare la capacità installata in un quadro generale di decrescita (soprattutto a causa della crisi economica) sia della domanda sia della punta di capacità utilizzata”*.

Contesto normativo nazionale

- 1.26 Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ha previsto che le attività di trasmissione e dispacciamento sono riservate allo Stato (articolo 1, comma 1) ed attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale (sulla base di ulteriori disposizioni di cui all'articolo 3) e che l'ENEL S.p.a. conferisse a una società per azioni tutti i beni, eccettuata la proprietà delle reti (articolo 3, comma 4).

- 1.27 Ai sensi dell'articolo 3, comma 7, del medesimo decreto legislativo, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e i soggetti interessati, determina con proprio decreto l'ambito della rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN), comprensiva delle reti di tensione uguale o superiore a 220 kV e delle parti di rete, aventi tensioni comprese tra 120 e 220 kV, da individuare secondo criteri funzionali.
- 1.28 Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ha inoltre previsto (con l'articolo 5, comma 2) che entro il 1 gennaio 2001 l'ordine di entrata in funzione delle unità di produzione di energia elettrica nonché la selezione degli impianti di riserva e di tutti i servizi ausiliari offerti fosse determinato secondo il dispacciamento di merito economico. In realtà i meccanismi cosiddetti di "borsa elettrica", che hanno un ruolo fondamentale nel fornire segnali per lo sviluppo della rete di trasmissione, sono entrati a pieno regime nel 2004.
- 1.29 Il decreto-legge n. 239/2003, convertito in legge immediatamente dopo il *black out* nazionale del 28 settembre 2003, con la legge di conversione 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: legge 290/2013), ha delineato una serie di interventi finalizzati anche allo sviluppo della rete di trasmissione nazionale; tra questi:
- a) dopo alcuni anni di separazione tra il gestore (GRTN) e i proprietari di rete (una sorta di modello *ISO – Independent System Operator* "ante-litteram"), l'avvio di un percorso di unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale, funzionale all'obiettivo generale di assicurare una maggiore efficienza, sicurezza e affidabilità del sistema elettrico nazionale. Tale processo è stato poi ulteriormente disciplinato dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004. Per effetto di tale processo, la nuova società Terna, privatizzata nel 2005, ha acquisito gran parte delle residue reti di trasmissione e, in particolare, una significativa porzione delle reti in alta tensione (AT) da Enel nel 2009 (rete Telat) (articolo 1-ter comma 1);
 - b) l'approvazione da parte del Ministro delle attività produttive (oggi Ministro per lo sviluppo economico) dei piani di sviluppo predisposti annualmente dai gestori delle infrastrutture nazionali di trasporto dell'energia elettrica e del gas (articolo 1-ter, comma 2);
 - c) la previsione che l'Autorità definisse le tariffe di remunerazione delle reti di trasporto per il successivo periodo regolatorio, "anche al fine di garantire le esigenze di sviluppo del servizio elettrico", adottando criteri che includessero la rivalutazione delle infrastrutture, un valore del tasso di rendimento privo di rischio almeno in linea con quello dei titoli di Stato a lungo termine nonché una simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del *price cap*, applicato alle componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi operativi e degli ammortamenti (articolo 1-quinquies, comma 7);

- d) la previsione di un programma annuale per l'adeguamento e l'eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico, che indica il relativo impegno economico per l'attuazione (c.d. "piano di difesa"), a fronte del quale l'Autorità deve determinare gli opportuni adeguamenti tariffari per la copertura dei costi di realizzazione (articolo 1-*quinquies*, comma 9);
 - e) la semplificazione dei procedimenti di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio per infrastrutture delle reti nazionali di trasporto dell'energia, prevedendo il rilascio dalle amministrazioni statali competenti mediante un procedimento unico entro il termine di sei mesi dalla data di presentazione della domanda (articolo 1-*sexies*).
- 1.30 Il decreto del Ministro delle Attività Produttive 20 aprile 2005 ha definito la concessione a Terna delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale e la relativa convenzione. Tale convenzione è stata successivamente modificata ed aggiornata con decreto del Ministro per lo Sviluppo Economico 15 dicembre 2010 (di seguito: la Convenzione).
- 1.31 In materia di sviluppo della rete, l'articolo 9, comma 1, della Convenzione prevede che il concessionario del servizio predisponga un Piano di Sviluppo (di seguito: PdS) definito sulla base:
- dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione della domanda da soddisfare nell'arco di tempo preso a riferimento;
 - delle necessità di potenziamento delle reti di interconnessione con l'estero;
 - della necessità di ridurre al minimo i rischi di congestione interzonale;
 - delle richieste di connessione alla RTN;
 - delle eventuali richieste di interventi formulate dalle società proprietarie.
- 1.32 Ai sensi dell'articolo 9, comma 2, della Convenzione, il PdS deve contenere in particolare:
- un'analisi costi-benefici degli interventi (senza ulteriori prescrizioni specifiche²) e l'individuazione degli interventi prioritari;
 - l'indicazione dei tempi previsti di esecuzione e dell'impegno economico preventivato;
 - una relazione sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente, con l'indicazione delle cause delle mancate realizzazioni o dei ritardi, dei tempi effettivi di realizzazione e dell'impegno economico sostenuto;
 - un impegno della Concessionaria a conseguire un piano minimo di realizzazioni nel periodo di riferimento, con indicatori specifici di risultato, in particolare per quanto riguarda la riduzione delle congestioni;
 - un'apposita sezione relativa alle infrastrutture di rete per lo sviluppo delle fonti rinnovabili volta a favorire il raggiungimento degli obiettivi nazionali

² Le prescrizioni del Regolamento 347/2013 in materia di metodologia CBA sono invece piuttosto dettagliate. Si vedano, oltre alle disposizioni dell'Articolo 11, anche l'Allegato IV e l'Allegato V del Regolamento.

con il massimo sfruttamento della potenza installata, nel rispetto dei vincoli di sicurezza del sistema elettrico.

- 1.33 La legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge 99/09) ha previsto che, al fine di contribuire alla realizzazione del mercato unico dell'energia elettrica, Terna provveda, a fronte di specifico finanziamento da parte di soggetti investitori terzi, a programmare, costruire ed esercire a seguito di specifici mandati dei medesimi soggetti uno o più potenziamenti delle infrastrutture di interconnessione con l'estero nella forma di *interconnector*, per un "incremento globale fino a 2.000 MW della complessiva capacità di trasporto disponibile con i Paesi esteri, in particolare con quelli confinanti con il nord dell'Italia" (articolo 32). Successivamente, la capacità di trasporto associata agli *interconnector* è stata portata a 2500 MW totali con un incremento di ulteriori 500 MW (articolo 2, comma 1, del decreto legge n. 3 del 25 gennaio 2010, come convertito con la legge 22 marzo 2010, n. 41).
- 1.34 Più recentemente, il recepimento nell'ordinamento nazionale italiano delle disposizioni contenute nella Direttiva 2009/72/CE del Terzo Pacchetto Energia è avvenuto con il decreto legislativo 93/11. Il decreto legislativo 93/11 prevede in particolare che:
- l'Autorità sottoponga il Piano decennale, secondo i propri autonomi regolamenti, ad una consultazione pubblica, rende pubblici i risultati di tale consultazione e trasmette gli esiti della propria valutazione al Ministro dello Sviluppo Economico (articolo 36, comma 13);
 - l'Autorità vigili sui programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione (articolo 43, comma 3).
- 1.35 Il recepimento della Direttiva 2009/28/CE del *Green Package* è avvenuto con il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, che prevede, con particolare riferimento al servizio di trasmissione:
- una apposita sezione del PdS, in cui Terna individua gli interventi per la realizzazione di opere di sviluppo funzionali all'immissione e al ritiro dell'energia prodotta da una pluralità di impianti non inserite nei preventivi di connessione, per cui i gestori di rete hanno richiesto l'autorizzazione con il procedimento unico di cui all'articolo 16 del medesimo decreto (articolo 17, comma 1);
 - una apposita sezione del PdS in cui Terna individua gli interventi di potenziamento della rete che risultano necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile già in esercizio (articolo 17, comma 2);
 - che l'Autorità assicuri che la remunerazione degli investimenti per la realizzazione e la gestione delle opere di cui ai commi precedenti tenga adeguatamente conto dell'efficacia ai fini del ritiro dell'energia da fonti rinnovabili, della rapidità di esecuzione ed entrata in esercizio delle medesime opere (articolo 17, comma 4).

Struttura del documento

1.36 Nel resto del presente documento per la consultazione:

- il **capitolo 2** presenta lo sviluppo della regolazione incentivante degli sviluppi del sistema di trasmissione dal 2000 ad oggi e analizza gli impatti delle disposizioni normative e regolatorie, identificando la necessità di innovare la regolazione incentivante;
- il **capitolo 3** delinea i meccanismi di progressivo superamento della attuale regolazione incentivante di tipo *input-based* che l'Autorità intende applicare nel NPR1;
- il **capitolo 4** presenta obiettivi e criteri dell'Autorità per la regolazione della trasmissione nel nuovo periodo regolatorio, in particolare in modo da favorire l'efficienza e l'efficacia degli investimenti sulla base di una migliore pianificazione dello sviluppo della rete e garantire un'equa remunerazione degli investimenti a fronte dei rischi associati;
- il **capitolo 5** esamina gli strumenti necessari per definire e misurare l'utilità per il sistema, che hanno natura propedeutica all'introduzione progressiva di una forme nuove di regolazione incentivante selettiva, di tipo *output-based*;
- il **capitolo 6** esamina alcuni esempi di possibili nuovi meccanismi di incentivazione selettiva, di tipo *output-based*; tali meccanismi, insieme ad altri che potranno emergere dai contributi pervenuti in esito alla presente consultazione, saranno oggetto di successive consultazioni nel corso del 2016, con l'obiettivo di una loro compiuta definizione entro il medesimo anno;
- infine il **capitolo 7** evidenzia il percorso di coerenza tra il quadro regolatorio tariffario e la pianificazione della rete di trasmissione, fornisce un quadro sintetico delle proposte avanzate in questo documento di consultazione e delinea i prossimi passi.

2. Lo sviluppo del sistema di trasmissione e gli effetti della regolazione

2.1 Lo scopo di questo capitolo è riassumere i principi sviluppi del sistema di trasmissione dall'inizio della regolazione dell'Autorità a tutt'oggi (2000-2015) e analizzare in modo dettagliato, trasparente e, quando appropriato, critico i principali effetti dell'assetto normativo e regolatorio.

Evoluzione della regolazione e dei meccanismi di promozione degli investimenti

2.2 Nel primo periodo di regolazione del servizio di trasmissione (2000-2003), l'Autorità partiva da una valutazione di sostanziale adeguatezza del parco infrastrutturale. In questo periodo, immediatamente successivo al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, in regime di separazione tra la proprietà e la gestione della rete nazionale, l'Autorità ha adottato uno schema di regolazione incentivante fondato sul metodo del price-cap puro.

2.3 Nel secondo periodo di regolazione (2004-2007), anche in seguito al *black out* verificatosi il 28 settembre 2003³ e alle disposizioni contenute nel decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito dalla legge 290/2003, l'Autorità ha inteso favorire lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale e fronteggiare straordinarie esigenze di sviluppo e rafforzamento della capacità ed efficienza di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale.

2.4 In particolare, l'Autorità ha introdotto regolazioni con remunerazioni fortemente incentivanti, però di tipo *input-based*. In linea con le disposizioni di legge, l'Autorità ha previsto nel secondo periodo di regolazione un meccanismo *rate of return* per gli investimenti e ha determinato il tasso di remunerazione del capitale investito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul capitale di debito.

2.5 In tale prospettiva, con deliberazione 30 gennaio 2004, n. 5/04, l'Autorità ha previsto che agli interventi di sviluppo della RTN, approvati dal Ministero delle attività produttive e portati a termine entro il 30 giugno dell'anno precedente a quello tariffario, fosse riconosciuto, per il periodo 2004-2007, un tasso di remunerazione (indifferenziato per tutti gli investimenti) maggiorato di due punti percentuali rispetto al tasso di remunerazione proprio del servizio di trasmissione.

2.6 Con medesima deliberazione, l'Autorità ha inoltre ammesso ad incentivazione gli investimenti per il Piano di difesa di cui all'articolo 1-*quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03.

³ L'Autorità ha pubblicato il resoconto della propria indagine conoscitiva sul *black out* del 28 settembre 2003 con la deliberazione 9 giugno 2004, n. 83/04.

- 2.7 Nel terzo periodo di regolazione (2008-2011) l'Autorità ha ritenuto opportuno abbandonare la logica di riconoscimento indifferenziato degli incentivi a tutti gli investimenti di sviluppo nella trasmissione ed ha introdotto modalità di incentivazione differenziate per specifiche tipologie di investimento nelle reti di trasmissione, ritenute di maggior interesse per il sistema. L'Autorità ha inoltre ritenuto che la maggiore remunerazione potesse essere riconosciuta per durate superiori al periodo regolatorio, ma non oltre i dodici anni.
- 2.8 In particolare, con deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07, l'Autorità ha ritenuto opportuno dare corso alle iniziative di promozione degli investimenti in infrastrutture di rete di trasmissione, adottando, già a partire dal primo anno del periodo di regolazione, uno schema di incentivi differenziati in relazione alla tipologia di investimento, associando ad ogni tipologia di investimento individuata uno specifico livello di *extra* remunerazione e di durata dell'incentivo. Tale misura, però, non essendo ancora collegata al rapporto benefici/costi dello specifico investimento, rimane poco selettiva e non necessariamente efficiente.
- 2.9 Nel dettaglio, agli investimenti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007, è stata riconosciuta una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito specificata, per le relative durate, sulla base delle seguenti tipologie di investimento:
- I=1: investimenti di rinnovo, investimenti derivanti da obblighi normativi, incrementi di immobilizzazioni in corso ed altri investimenti diversi da quelli di cui alle successive tipologie I=2 o I=3: 0%;
 - I=2: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto non riconducibili alla successiva tipologia I=3 e investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1-*quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03: 2% per 12 anni;
 - I=3: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, le congestioni intrazonali e gli investimenti volti ad incrementare la *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche con l'estero: 3% per 12 anni.
- 2.10 Inoltre, l'Autorità ha confermato l'applicazione di una maggiorazione indifferenziata pari al 2% sul tasso di remunerazione per tutti gli investimenti di sviluppo della RTN realizzati entro il 31 dicembre 2007, per ulteriori 12 anni (e cioè fino all'anno tariffario 2019).
- 2.11 Nel corso del terzo periodo di regolazione, l'Autorità, con l'articolo 3 della deliberazione 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08, ha introdotto anche un meccanismo di incentivo all'accelerazione degli investimenti, al fine di promuovere l'accelerazione dell'entrata in esercizio di nuove infrastrutture di trasmissione strategiche per lo sviluppo della concorrenza. Le disposizioni applicative di tale meccanismo sono state disciplinate con deliberazione 11 giugno 2010, ARG/elt 87/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 87/10).

- 2.12 Il meccanismo, ad accesso facoltativo, risulta composto da due schemi incentivanti tra loro complementari ed integrati:
- i. il riconoscimento della maggior remunerazione (+3%) anche sulle immobilizzazioni in corso relative agli investimenti rientranti nella categoria I=3, a fronte del raggiungimento di predeterminate *milestone* di sviluppo (fissate dall’Autorità su proposta dell’operatore ed afferenti gli interventi di cui al successivo punto);
 - ii. un meccanismo che, in relazione ad un insieme di interventi di particolare rilievo strategico, individuati *ex-ante* dall’Autorità su proposta dell’operatore, prevede l’applicazione di premi o penalità economiche in funzione dell’anticipo o del ritardo rispetto alla data obiettivo prevista per il completamento di ogni singolo intervento (qualora l’operatore incorra in penalità, è inoltre tenuta anche alla restituzione delle maggiori remunerazioni già riconosciute sulle immobilizzazioni in corso degli interventi oggetto del ritardo).
- 2.13 Più in dettaglio, la deliberazione ARG/elt 87/10 ha previsto una sperimentazione del meccanismo di incentivazione all’accelerazione degli investimenti nel periodo 2008-2011 con la sola applicazione dello schema incentivante di cui al punto i. del precedente paragrafo.
- 2.14 La regolazione ha previsto inoltre la possibilità per il gestore della rete di trasmissione nazionale di proporre, con cadenza annuale, modifiche alla proposta approvata ad inizio periodo regolatorio, nei limiti di quanto stabilito puntualmente dall’articolo 6 della deliberazione ARG/elt 87/10.
- 2.15 Nel terzo periodo di regolazione sono stati inoltre introdotti in via sperimentale, anche per il servizio di trasmissione, incentivi di tipo *output-based* basati su obiettivi di miglioramento della qualità.⁴ Questi sono gli unici meccanismi di tipo *output based* finora introdotti per il servizio di trasmissione. È stato inoltre introdotto un meccanismo di incentivazione basato su premi e penali per il gestore della rete di trasmissione nazionale per una maggiore efficienza nell’approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento.
- 2.16 Nel quarto periodo di regolazione (2012-2015), l’Autorità (allora da poco entrata nella terza consiliatura) ha ritenuto inopportune soluzioni di discontinuità con le decisioni assunte in precedenza ma ha comunque introdotto innovazioni e aggiustamenti per migliorare la regolazione di tipo *input-based*, avendo comunque già indicato nelle Linee guida strategiche dell’Autorità (adottate con deliberazione GOP 43/11) la necessità di “*collegare i riconoscimenti di maggiorazione della remunerazione a effettivi miglioramenti delle performance delle reti, attraverso specifici indicatori output-based*”. Pertanto, con deliberazione ARG/elt 199/11, sono stati adottati criteri maggiormente selettivi ai fini dell’applicazione degli incentivi tariffari, focalizzati sulla realizzazione e

⁴ L’analisi di tale meccanismo incentivante è stata effettuata nei documenti per la consultazione 48/2015/R/EEL e 415/2015/R/EEL ed esula dall’ambito del presente documento.

l'accelerazione di investimenti a più alto contenuto strategico. E' stata inoltre definita una incentivazione per progetti pilota relativi a sistemi di accumulo, condizionata a diversi requisiti tecnici (tra cui la sperimentazione di altre soluzioni innovative come il *Dynamic Thermal Rating*) e alla verifica *ex-post* di condizioni di utilizzo di tali sistemi per ridurre effettivamente la mancata produzione eolica. Al contempo, l'Autorità ha migliorato la regolazione della qualità del servizio di trasmissione focalizzandola sull'utilizzo di un parametro principale (energia non fornita di riferimento) e sulla progressiva uniformazione di regolazione tra la rete RTN storica e la rete RTN Telat.

- 2.17 In particolare, rispetto al precedente periodo di regolazione, l'Autorità ha stabilito che possano essere inclusi nella tipologia I=3 (che accede alla più elevata maggiorazione del tasso di remunerazione), previa approvazione dell'Autorità e su proposta del gestore di trasmissione, gli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato e gli investimenti volti ad incrementare la *Net Transfer Capacity* sulle frontiere elettriche; inoltre, è stato previsto che, in via straordinaria, in casi individuati dall'Autorità, possano essere inclusi nella tipologia I=3 anche ulteriori investimenti di primaria portata strategica per il sistema elettrico nazionale.
- 2.18 Al fine di rafforzare il legame tra l'incentivazione tramite maggiorazione del tasso di remunerazione e quella legata all'accelerazione degli investimenti e ai meccanismi di premio/penalità per il rispetto della scadenza di completamento delle opere, l'Autorità ha previsto che tutti gli investimenti approvati nella tipologia I=3 fossero automaticamente soggetti alla verifica del conseguimento delle *milestone* intermedie e del rispetto della data di entrata in esercizio delle opere.
- 2.19 Per quanto riguarda il valore dell'incentivo, in considerazione delle modifiche complessivamente adottate per il periodo di regolazione 2012-2015 (in particolare le misure adottate per la sterilizzazione del *lag* regolatorio sui nuovi investimenti), l'Autorità ha ridotto l'entità della maggiorazione del tasso di remunerazione per gli investimenti della tipologia I=3 (dal 3% al 2%) e della tipologia I=2 (dal 2% all'1,5%).
- 2.20 Con la deliberazione ARG/elt 199/11, ha trovato piena applicazione, a decorrere dall'anno 2012, lo schema di incentivazione all'accelerazione degli investimenti, con la verifica da parte dell'Autorità sia del rispetto delle *milestone* sia della data obiettivo di entrata in esercizio degli interventi.
- 2.21 Con deliberazione 31 gennaio 2013, 40/2013/R/EEL (di seguito: deliberazione 40/2013/R/EEL), l'Autorità ha individuato, in coerenza con il principio di selettività, gli interventi di sviluppo della RTN strategici per il sistema elettrico nazionale, da includere nella tipologia I=3 per il quarto periodo di regolazione, e le relative *milestone* e date obiettivo, ed ha contestualmente aggiornato le

disposizioni sulla maggiore remunerazione degli interventi strategici di sviluppo della RTN, al fine di:

- i. focalizzare maggiormente il meccanismo di accelerazione degli investimenti sulla messa a disposizione del sistema elettrico della capacità di trasmissione incrementale derivante dall'intervento di sviluppo di rete;
- ii. rendere più sfidante il rispetto della data obiettivo per la messa in esercizio della nuova capacità di trasmissione, trasformando il meccanismo di premi/penalità in un meccanismo di sole penalità;
- iii. chiarire il diverso regime incentivante cui devono essere sottoposte le opere principali e quelle accessorie di tali interventi.

2.22 Inoltre, con la medesima deliberazione, è stato istituito un meccanismo di monitoraggio dello stato di avanzamento degli interventi di sviluppo della RTN, del raggiungimento delle relative *milestone* e dei relativi costi sostenuti.

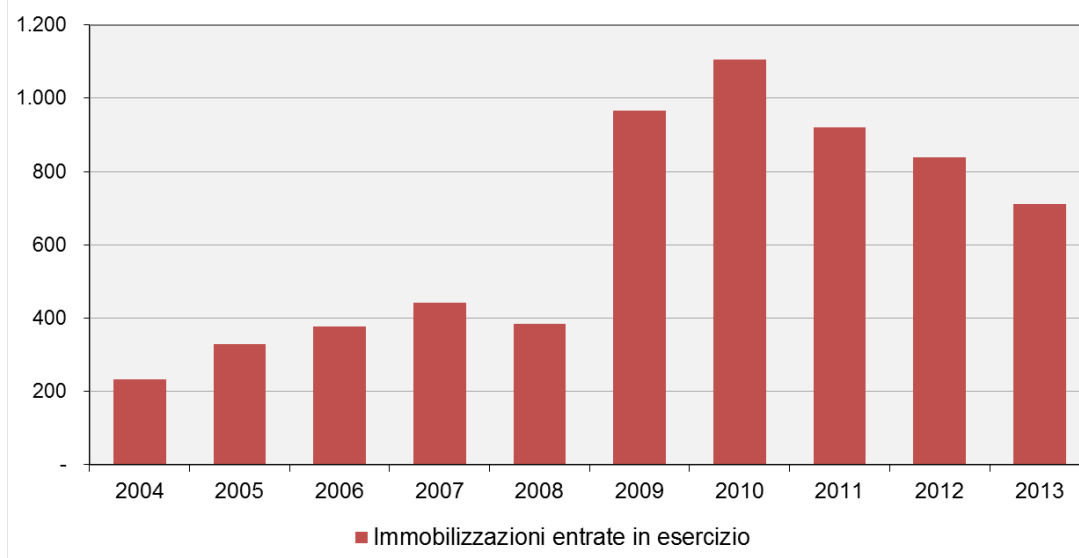
2.23 Infine, nel periodo regolatorio 2012-2015, è aumentato il livello di trasparenza delle scelte di investimento di Terna grazie all'avvio del processo di consultazione pubblica degli *stakeholder* condotta dall'Autorità sullo schema di Piano di Sviluppo (deliberazione 22 marzo 2012, 102/2012/R/EEL), in attuazione delle disposizioni del decreto legislativo 93/11.

2.24 Oltre alle innovazioni già indicate nei punti precedenti (definizione esplicita degli investimenti di topologia I=3, istituzione del meccanismo di monitoraggio, maggiore e più trasparente coinvolgimento degli stakeholder nella definizione del Piano di Sviluppo), elementi innovativi rispetto al passato sono stati i progressivi miglioramenti degli schemi dei Piani di Sviluppo e la ridefinizione degli interventi in essi contenuti, soprattutto tramite la definizione dell'insieme di opere "in valutazione".

Effetti sul volume di investimenti realizzati

2.25 Benché non sia facile definire quali fattori abbiano maggiormente influenzato l'evoluzione degli investimenti nella rete di trasmissione (ad esempio fattori legislativi e assetti proprietari) e il ruolo che in questo contesto ha giocato la regolazione incentivante, si può osservare un significativo incremento del volume di investimenti nel settore della trasmissione (figura 1) che ha raggiunto livelli quattro volte superiori a quelli dell'anno 2004 e della media del quinquennio precedente.

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



- 2.26 Le dinamiche di investimento registrate negli ultimi cinque anni indicano uno straordinario sviluppo del volume degli investimenti, quasi certamente collegato alle politiche di incentivazione attivate per fronteggiare le esigenze di sviluppo individuate nel 2004 ma non informate a logiche di utilità per il sistema.
- 2.27 Tali dinamiche rendono necessaria una specifica valutazione degli effetti di spinta a forti investimenti, favoriti dagli schemi di regolazione incentivante in vigore nei periodi regolatori dal 2004 ad oggi.

Effetti sull'allocazione e sulla distribuzione temporale degli investimenti

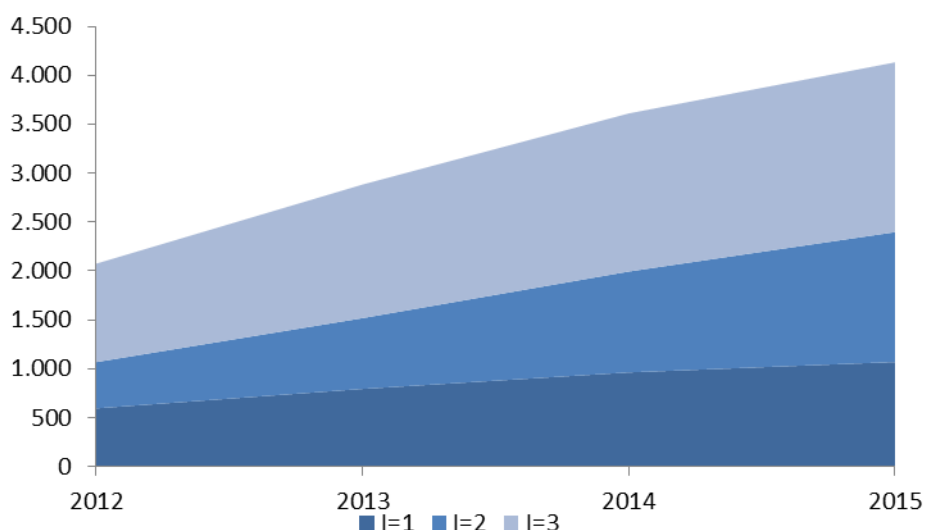
- 2.28 Per quanto concerne gli effetti sull'allocazione degli investimenti tra le diverse tipologie di impianti, i dati riportati nell'Appendice B al presente documento evidenziano, nel corso degli ultimi sette anni (da dicembre 2007 a dicembre 2014), un notevole incremento del numero di stazioni elettriche (+33,5%), a fronte di un ben più ridotto incremento della lunghezza chilometrica delle terne per la rete di trasmissione a 380 kV (+3,5%). Benché in parte motivato dalla connessione di nuovi impianti di generazione, questo differente *trend* di sviluppo è da tenere ben presente nelle valutazioni sulla futura regolazione.
- 2.29 Tale notevole incremento delle stazioni trova anche rispondenza a livello di volume degli investimenti: se si considerano le immobilizzazioni nette entrate in esercizio a decorrere dal 2004, nel corso del quarto periodo di regolazione, e cioè dall'anno 2012 all'anno 2015⁵, si è registrato un incremento della quota relativa a stazioni dal 43% al 47% e una riduzione della quota relativa a linee dal

⁵ I dati si riferiscono alla consistenza di capitale relativa al 31 dicembre dell'anno n-2.

50% al 47%. Tali variazioni non sono trascurabili, tenendo presente che lo *stock* di investimenti preesistente (relativo agli anni dal 2004 al 2009), già consistente, tende a relativizzare le variazioni.

- 2.30 Effetti evidenti si possono anche rilevare in relazione alla distribuzione degli investimenti tra le diverse categorie di incentivazione. I dati disponibili evidenziano infatti che, a partire dal terzo periodo di regolazione 2008-2011 (e cioè da quando è stata introdotta una politica di incentivazione con maggiorazioni della remunerazione differenziate per tipologia di investimento), una quota sempre crescente di costi di investimento è stata allocata alle tipologie di investimento con incentivi più forti (per il periodo di regolazione 2012-2015, si veda la figura 2).

Figura 2 - Andamento delle immobilizzazioni nette ripartite per tipologia di investimento (valori in milioni di euro riferiti al 31 dicembre dell'anno $n-2$, espressi a moneta dell'anno n)



- 2.31 D'altro canto, la maggior parte degli investimenti strategici di sviluppo della RTN approvati con la deliberazione 40/2013/R/EEL risulta oggi ancora in corso, con uno *stock* di immobilizzazioni in corso attribuite alla tipologia I=3 anch'esso crescente nel corso dell'intero periodo di regolazione (Figura 3). Anche il rapporto percentuale tra immobilizzazioni in corso e immobilizzazioni in esercizio indica un significativo incremento, nonostante il denominatore di tale rapporto sia fortemente crescente in un periodo di elevati investimenti (Figura 4).⁶

⁶ Nella risposta al documento di consultazione 335/2015/R/EEL, Terna ha presentato osservazioni critiche sull'analisi dell'Autorità che sono attualmente all'esame dell'Autorità. Tra l'altro, Terna ha evidenziato "che nei prossimi anni lo scostamento tra lo stock di immobilizzazioni in corso e le immobilizzazioni entrate in esercizio andrà progressivamente assottigliandosi, man mano che entreranno in esercizio le

Figura 3 - Andamento delle immobilizzazioni in corso ripartite per tipologia di investimento (valori in milioni di euro riferiti al 31 dicembre dell'anno $n-2$, espressi a moneta dell'anno n)

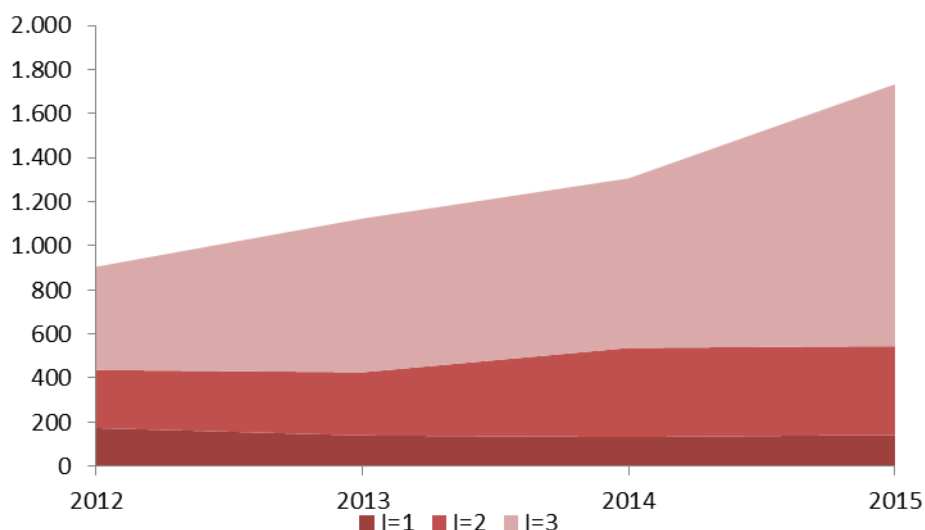
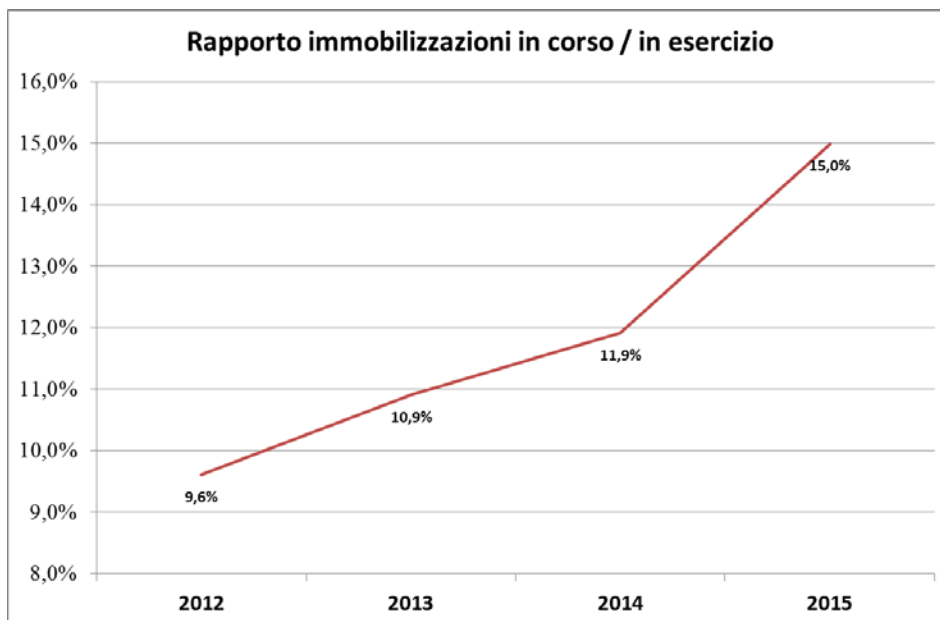


Figura 4 - Andamento delle immobilizzazioni in corso in percentuale rispetto alle immobilizzazioni in esercizio (valori percentuali)



opere di maggiore rilevanza, autorizzate tra il 2009 e il 2010, attualmente in fase di realizzazione. L'andamento delle immobilizzazioni in corso sarà quindi più in linea con il passato, analogamente a quanto accaduto tra il 2008 e il 2009 a seguito dell'entrata in esercizio del collegamento SAPEI".

Effetti su efficienza dei costi e rispetto dei tempi

- 2.32 Un elemento critico che riguarda le politiche di incentivazione e riconoscimento dei costi di investimento in vigore a partire dal secondo periodo di regolazione, è l'assenza di un adeguato stimolo all'efficienza dei costi di investimento da parte del gestore.
- 2.33 L'evoluzione delle stime di spesa tra il PdS 2010 e i valori approvati dall'Autorità contestualmente alla deliberazione 40/2013/R/EEL è presentata nella seguente tabella per gli interventi strategici I=3.

Costo stimato (Milioni di Euro)	PdS 2010	Deliberazione 40/2013/R/EEL
Interconnessione HVDC Italia - Balcani (1)	820	815
Interconnessione HVDC Italia – Francia	357	365
Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi	750	750
Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II	186	186
Elettrodotto 380 kV Trasversale calabra e Riassetto rete Nord Calabria	nd	215
Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	254	290
Elettrodotto 380 kV Paterno - Pantano - Priolo	183	220
Elettrodotto 380 kV Trino – Lacchiarella	336	350
Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova (Dolo - Camin) (1)	290	330
Interconnessione a 150 kV delle isole campane	128	150
Razionalizzazione 220 kV Citta di Milano e Stazione elettrica 220 kV Musocco	294	295
Razionalizzazione 220 e 132 kV provincia di Torino	187	220
Nuova linea 380 kV Udine Ovest-Redipuglia	110	115
Razionalizzazione Media Valle del Piave (stazione 220 kV Polpet)	37	60
Elettrodotto 380 kV Calenzano-S.Benedetto del Querceto-Colunga	177	180
Elettrodotto 132 kV Elba – Continente & Raccordi 132 kV SE Populonia	109	75
Elettrodotto 380 kV Montecorvino - Avellino Nord - Benevento II	212	240
Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile: rinforzi rete AAT e AT nell'area tra Foggia e Benevento	127	155
Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi - Ciminna	148	200
Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud – Rumianca	52	52
Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	97	100
Riassetto area metropolitana di Palermo	56	110

(1) L'ammissione del progetto di interconnessione *High Voltage Direct Current* (HVDC) Italia-Balcani (Montenegro) e della linea Dolo - Camin al meccanismo di incentivazione I=3 è attualmente sospesa in attesa del riesame della

documentazione che Terna è stata richiesta di produrre (deliberazioni 23 dicembre 2014, 654/2014/R/EEL e 30 luglio 2015, 397/2015/EEL)⁷

- 2.34 Per gli interventi maggiormente confrontabili (escludendo il riassetto rete nel nord della Calabria (per il quale il PdS 2010 conteneva un progetto sostanzialmente diverso) si può osservare un diffuso incremento delle stime dal 2010 al 2013. Va comunque tenuto conto che in ciascuna opera possono essere intervenute sia modifiche tecniche del progetto (anche in riduzione per esclusione di alcune opere) o aumento di costo per modifiche del progetto iniziale, talora dovute a richieste di portatori di interessi locali.
- 2.35 Utilizzando in forma aggregata gli ultimi dati del monitoraggio di cui alla deliberazione 40/2013/R/EEL (si veda il punto 2.22), si osserva che, esclusa la Dolo – Camin attualmente sospesa, le stime di costo di investimento si sono incrementate di circa il 15% .
- 2.36 L'evoluzione delle tempistiche stimate di entrata in esercizio per gli stessi interventi strategici I=3 è presentata nella seguente tabella.

⁷ La deliberazione 30 luglio 2015, 397/2015/R/EEL prevede inoltre che Terna presenti un quadro aggiornamento dell'investimento Italia-Montenegro, con esplicita e concreta evidenza della minore onerosità tariffaria grazie a contributi pubblici o agli strumenti previsti dalla legge 99/09 (“*interconnector*”, vd punto 1.33 del presente documento).

Entrata in esercizio prevista	Primo PdS	PdS 2011	Deliberazione 40/2013(**)
Interconnessione HVDC Italia - Balcani (*)	2015 (7)	2014/2015	ott-2017
Interconnessione HVDC Italia – Francia	lungo termine (6)	lungo termine	dic-2019
Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi	dic-2006 (3)	2014	giu-2015
Elettrodotto 380 kV Foggia – BeneventoII	da def. (3)	2013	giu-2014
Elettrodotto 380 kV Trasversale calabra e Riassetto rete Nord Calabria	2011 (7)	post 2012	dic-2017
Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	2012 (7)	lungo term.	giu-2019
Elettrodotto 380 kV Paterno - Pantano - Priolo	lungo termine (6)	2014	dic-2017
Elettrodotto 380 kV Trino – Lacchiarella	gen-2005 (3)	2014	apr-2014
Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova (Dolo - Camin) (*)	2008 (4)	2014	dic-2015
Interconnessione a 150 kV delle isole campane	2014 (9)	2014	dic-2016
Razionalizzazione 220 kV Citta di Milano e Stazione elettrica 220 kV Musocco	giu-2009 (5)	lungo term.	dic-2019
Razionalizzazione 220 e 132 kV provincia di Torino	lungo termine (6)	lungo term.	dic-2015
Nuova linea 380 kV Udine Ovest-Redipuglia	dic-2006 (3)	2013	dic-2016
Razionalizzazione Media Valle del Piave (stazione 220 kV Polpet)	da definire (9)	2015	dic-2017
Elettrodotto 380 kV Calenzano-S.Benedetto del Querceto-Colunga	mar-2010 (5)	2014	dic-2018
Elettrodotto 132 kV Elba – Continente & Raccordi 132 kV SE Populonia	dic-2006 (4) (5)	lungo term.	dic-2020
Elettrodotto 380 kV Montecorvino - Avellino Nord - Benevento II	giu-2010 (5)	post 2015	dic-2021
Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile: rinforzi rete AAT e AT nell'area tra Foggia e Benevento	da definire (5) (6)	2013	dic-2017
Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi - Ciminna	giu-2010 (5)	2016	giu-2019
Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud - Rumianca	dic-2005 (3)	2012	dic-2015
Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	-	lungo termine	dic-2018
Riassetto area metropolitana di Palermo	-	2015	dic-2016

Note: (3) PTS 2003; (4) PdS 2004; (5) PdS 2005; (6) PdS 2006; (7) PdS 2007; (9) PdS 2009.

(*) vd nota 1 alla tabella precedente (**) per alcuni progetti le date obiettivo sono state aggiornate successivamente alla deliberazione 40/2013/R/EEL

- 2.37 In molti casi si osserva la necessità di posticipare le stime di completamento delle opere rispetto alle tempistiche inizialmente previste.
- 2.38 In alcuni casi, i tempi di messa in esercizio sono stati impattati anche da problematiche intervenute dopo l'autorizzazione, anche a realizzazione avviata. Si richiamano come esempi di queste problematiche di natura “post-

autorizzativa” tre casi di rilevante entità che hanno generato notevoli ritardi o il blocco dei lavori:

- Dolo - Camin (sentenze del Consiglio di Stato del giugno e dicembre 2013 che annullano il decreto interministeriale del 7 aprile 2011 a conclusione di un procedimento avviato da Terna a dicembre 2007);
- Sorgente - Rizziconi (decreto di sequestro preventivo dell’area contenente uno dei sostegni del tratto aereo dell’elettrodotto, emesso dal Tribunale di Messina nel febbraio 2015, per l’intervento con decreto autorizzativo dell’8 luglio 2010 a conclusione di un procedimento avviato da Terna a dicembre 2006; il sostegno è stato dissequestrato a fine luglio 2015 e i lavori sono stati riattivati⁸);
- Redipuglia - Udine (sentenza del Consiglio di Stato di luglio 2015 che annulla il decreto interministeriale del 21 luglio 2011 a conclusione di un procedimento avviato da Terna a novembre 2008).

Effetti sullo sviluppo di capacità di interconnessione e interzonali

- 2.39 Gli effetti di slittamento temporale degli investimenti hanno dato luogo a un limitato sviluppo della capacità di interconnessione con l’estero, nonostante la forte richiesta registrata già a partire dal 2000. Infatti, nel corso degli anni 2001-2014, l’incremento di capacità di interconnessione è stato di poco superiore a 3.000 MW (si veda l’Appendice B per maggiori dettagli).
- 2.40 Su sei investimenti previsti nel primo Programma Triennale di Sviluppo della rete (GRTN, 2001), tre sono stati completati, mentre gli altri tre risultano tuttora in fase di costruzione o di progetto:
- sostituzione di tratte di conduttori di portata ridotta sulle linee a 380 kV Bulciago - Soazza (Svizzera) e Bulciago - Bovisio;
 - collegamento in cavo sottomarino in corrente continua a 400 kV Galatina – Arachthos (Grecia), con una capacità di interscambio di 500 MW;
 - S.Fiorano - Robbia (Svizzera) in doppia terna;
 - Cordignano - Lienz (Austria) in semplice terna, tuttora in progetto;
 - Piosasco - Grand’Ile (Francia) in doppia terna, ora in costruzione come HVDC;
 - studio per rinforzare l’interconnessione con la Slovenia, tuttora in progetto.
- 2.41 Peraltro, altri interventi di sviluppo delle interconnessioni con l’estero, non previsti nel primo Programma Triennale di Sviluppo 2001, sono stati realizzati. Gli interventi funzionali a incrementare o a garantire la capacità di importazione sono stati in particolare:

⁸ Si veda in proposito anche il comunicato “*Aggiornamento operatività intervento Sorgente-Rizziconi – agosto 2015*” pubblicato da Terna in attuazione della deliberazione 667/2014/R/EEL. <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=zf17al0jyVY%3D&tabid=215&mid=102>

- potenziamento delle linee Bovisio – Bulciago – Soazza e interventi nella stazione di Musignano effettuati nel 2001 (aumento di capacità di circa 200 MW);
- collegamento HVDC Italia – Grecia entrato in esercizio nel 2002 e completamento della linea 380 kV Matera – Santa Sofia entrata in esercizio nel 2007 (aumento di capacità di 500 MW);
- linea 380 kV in doppia terna San Fiorano – Robbia entrata in esercizio nel 2005 e opere di razionalizzazione connesse (aumento di capacità di circa 1100 MW);
- linea 380 kV Turbigo – Rho (Ospiate) entrata in esercizio nel 2006;
- *Phase Shifting Transformers* lato Italia ad alcune linee di frontiera (nelle stazioni di Rondissone, Padriciano, Camporosso), nel 2003, nell’aprile 2008 e a dicembre 2011, con incremento di capacità complessivo di alcune centinaia di MW;
- linee *merchant* alla frontiera svizzera Mendrisio - Cagno e Tirano - Campocologno 2008/2009 (aumento di capacità complessiva 350 MW);
- linea *merchant* alla frontiera austriaca Tarvisio - Arnoldstein entrata in esercizio nel 2012 (aumento di capacità 85 MW);
- interventi di adeguamento sulle linee al confine francese Villarodin (FR) - Venaus - Piosasco completati nel 2013 (insieme a interventi su linee francesi Cornier - Montagny - Albertville - LaPraz);
- linea 380 kV in doppia terna Trino – Lacchiarella entrata in esercizio nel 2014 (aumento di capacità di circa 500 MW).

2.42 La realizzazione di un maggior numero di investimenti di interconnessione tra quelli pianificati, avrebbe potuto dare spazio a maggiori scambi e, auspicabilmente, ridurre il differenziale di prezzo con i paesi confinanti. Ulteriore conseguenza del ritardato sviluppo di interconnessioni è il mancato raggiungimento, secondo le valutazioni della Commissione Europea,⁹ dell’obiettivo del 10% di interconnessioni rispetto alla capacità di produzione elettrica installata.

2.43 Profili di criticità (pur in misura inferiore) sembrano emergere anche sullo sviluppo delle connessioni interne tra zone di rete (di seguito: capacità interzonali): principale misura di tali effetti è la “separazione” del mercato in zone con il formarsi di differenze di prezzo. In particolare, l’indicatore di “non separazione” del Continente (inteso come l’insieme delle zone geografiche non insulari) ha registrato un miglioramento passando dal 32% del 2004 al 55% del 2007 al 76% del 2011. Negli ultimi anni però il *trend* sembra in controtendenza

⁹ Communication from the Commission to the European Parliament and the Council “*Achieving the 10% electricity interconnection target - Making Europe’s electricity grid fit for 2020*”, Brussels, 25.2.2015, COM(2015) 82 final. http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/docs/interconnectors_en.pdf

con una riduzione al 72% nel 2012 e al 68% nel 2013.¹⁰ In merito a tale indicatore, tuttavia, occorre considerare che oltre alle condizioni della rete, influenze possono derivare sia dalle configurazioni di generazione e di carico, sia dai vincoli introdotti dal gestore per mitigare i maggiori rischi per la sicurezza del sistema derivanti dal notevole sviluppo di generazione soprattutto a fonte rinnovabile, anche connessa a reti di distribuzione.

- 2.44 Fra gli effetti più positivi dello sviluppo del sistema di trasmissione si segnala la rimozione dei vincoli tra zone, in particolare:
- la zona virtuale a produzione limitata di Piombino è stata eliminata nel 2005;
 - la zona Calabria è stata sostanzialmente eliminata mediante la rimozione dei limiti verso la zona Rossano nel novembre 2005 (con successiva eliminazione formale nel 2008) a seguito dell'entrata in servizio dell'elettrodotto 380 kV Rizziconi - Feroletto - Altomonte - Laino;
 - la zona virtuale a produzione limitata di Turbigo - Roncovalgrande è stata eliminata nel 2007 per effetto dell'entrata in servizio della linea a 380 kV Turbigo - Ospiate;
 - la zona virtuale a produzione limitata di Monfalcone è stata eliminata nel 2012 per effetto dell'entrata in servizio dei PST a Padriciano e Divaccia (Slovenia) e della razionalizzazione 220 kV a Monfalcone.
- 2.45 In termini di scambi di energia sulle sezioni interne, nel periodo 2004-2014 si osserva, come effetto più rilevante della crescita di generazione, soprattutto a fonte rinnovabile nelle regioni del Sud, una riduzione di circa 10 TWh/anno dei flussi di energia dalle regioni del Nord verso il resto del Paese. Tale riduzione trova corrispondenza nell'incremento di circa 10 TWh/anno degli scambi dalle regioni del Sud verso il resto del Paese (si veda l'Appendice B per dati di dettaglio).
- 2.46 Corrispondentemente, dal 2011 al 2013 si è registrato un incremento dei flussi in esito a Mercato del Giorno Prima (MGP) in direzione da sud verso nord, che ha determinato come effetti principali l'inversione di flusso alla sezione Nord - Centro Nord (che nel 2013 ha registrato transiti verso Nord per il 70% delle ore rispetto al 2% nel 2011) e l'incremento delle ore di saturazione della sezione Centro Sud - Centro Nord (1253 ore di saturazione nel 2013 rispetto a 269 ore nel 2011).
- 2.47 Incrementi dei limiti di transito sono stati possibili grazie a vari sviluppi del sistema di trasmissione:
- il collegamento Nord - Centro Nord è stato potenziato grazie al normale esercizio della linea La Spezia - Acciaiuolo (novembre 2004) e mediante l'installazione di un dispositivo automatico di difesa (2006/2007);

¹⁰ Dati tratti dal Rapporto Annuale GME 2007 e dal Rapporto dell'Autorità 428/2014/I/EEL del 7 agosto 2014 in materia di monitoraggio dei mercati elettrici.

- il limite di transito Centro Sud - Centro Nord è stato incrementato di 200 MW nel 2011 e di 200 MW nel 2013;
- il collegamento Sud - Centro Sud è stato potenziato grazie al completamento della linea 380 kV Matera - Santa Sofia (2007, con un incremento di circa 1000 MW), all'asservimento a telescatto delle centrali di Candela, Gissi e Termoli (con un differenziale di 800 MW nella situazione con telescatto e relative risorse disponibili), alla ridefinizione della struttura zonale¹¹ (2008, + 200 MW), all'installazione dei PST di Foggia e di Villanova (2012, + 150 MW) e al potenziamento della linea 380 kV Foggia - Benevento II in assetto provvisorio (2014, +250 MW);
- il limite di transito dal polo di Rossano verso la zona Sud è stato incrementato di 200 MW nel 2013 grazie all'entrata in esercizio della trasversale 380 kV Feroletto - Maida;
- Il collegamento tra Centro Sud e Sardegna è stato introdotto nel 2008 con il primo polo SAPEI e successivamente incrementato dall'entrata in operatività del secondo cavo del SAPEI (2011) e dall'installazione di un compensatore sincrono a Codrongianos (2014).

2.48 D'altro canto, numerosi rinforzi delle capacità interzonalì sono tuttora in fase di realizzazione o autorizzazione o progettazione:

- il rinforzo della sezione Nord - Centro Nord è correlato alla ricostruzione in classe 380 kV dell'elettrodotto Calenzano - San Benedetto del Querceto - Colunga;
- il rinforzo della sezione Centro Nord - Centro Sud è correlato alla rimozione di limitazioni su elettrodotti 220 kV e 132 kV;
- il rinforzo della sezione Sud - Centro Sud è associato alle linee 380 kV Gissi - Villanova, Foggia - Larino - Gissi, Deliceto - Bisaccia, Montecorvino - Avellino - Benevento;
- significativi incrementi dei limiti di transito (fino a 1100 MW e 1000/1200 MW in ciascuna direzione) sono previsti sulla sezione Continente - Sicilia con l'entrata in esercizio del collegamento 380 kV Sorgente - Rizziconi (tale sezione non è stata rinforzata dal 2004 e anzi è stata interessata da una modesta riduzione dei limiti per tenere conto dei fenomeni di instabilità di frequenza).

Effetti su altri output e metriche del servizio di trasmissione

2.49 In termini di sviluppo di consistenza chilometrica della rete, il Programma Triennale di Sviluppo 2001 del GRTN indicava che *“per effetto di tali programmi di sviluppo della RTN, nel prossimo quinquennio [cioè il 2001-2005] si stima che la consistenza della rete a 380 kV aumenterà di circa 1.100 km”*. In

¹¹ A valle della modifica zonale del 2008, la zona Sud non include la regione Campania mentre include le regioni Molise e Calabria e la stazione di Gissi.

effetti, tale sviluppo di rete è stato raggiunto circa dieci anni dopo (con un incremento 2000-2014 di circa 1200 km, come indicato in Appendice B¹²).

- 2.50 In termini di volumi dei distacchi di generazione eolica, si registrano valori contenuti a una media di 130 GWh/anno di mancata produzione eolica nel biennio 2013-2014, in significativo calo rispetto a un massimo di 700 GWh/anno registrato nel 2009. In parte ciò risulta dovuto anche all'avvio in esercizio di soluzioni innovative di *Dynamic Thermal Rating*, con miglioramento della capacità anche dell'ordine del 20% nelle zone più ventose (per via del migliore raffreddamento delle linee per effetto del vento).
- 2.51 In termini di perdite sulla rete di trasmissione nazionale, i dati pubblicati da Terna evidenziano una sostanziale stabilità (volumi assoluti tra 4,4 e 4,6 TWh/anno e volumi percentuali contenuti tra 1,4% e 1,5% della richiesta totale nell'ultimo triennio).¹³

Effetti sulla tariffa di trasmissione pagata dai consumatori

- 2.52 I meccanismi di tipo *input-based* introdotti nel 2004 hanno comportato il riconoscimento in tariffa di oneri crescenti nell'ultimo decennio. Nel quarto periodo di regolazione, gli incentivi agli investimenti riconosciuti nella tariffa di trasmissione sono passati da circa 65 milioni di € nell'anno 2012 (con un peso pari al 4,3% rispetto ad ai costi riconosciuti per l'attività di trasmissione) a circa 105 milioni di € (con un peso del 6,5%). A questi si sono sommati gli incentivi al miglioramento della qualità del servizio.
- 2.53 Le tabelle seguenti sintetizzano l'ammontare degli incentivi tariffari e per la qualità e il complesso dei ricavi di riferimento per il servizio di trasmissione nel periodo 2012-2015.

¹² Gli interventi con maggior impatto sulla consistenza chilometrica della rete a 380 kV sono stati: Laino – Altomonte – Feroletto – Rizziconi (2005, circa 218 km), Gorlago – San Fiorano – Robbia (2005, circa 62 km + 2x42 km), Matera – Santa Sofia (2007, circa 220 km), Trino – Lacchiarella (2014, circa 2x94 km).

¹³ Fonte: Rapporto di Sostenibilità Terna 2014. A riguardo delle perdite di rete, l'Autorità con la deliberazione ARG/elt 52/11, ha avviato un procedimento finalizzato alla valutazione dell'adeguatezza dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione e di trasmissione e dell'eventuale revisione dei medesimi fattori. Nell'ambito di tale procedimento, oltre a precedenti deliberazioni e consultazioni, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 30 aprile 2015, 202/2015/R/EEL, in cui i fattori percentuali convenzionali di perdita a livello nazionale confermano il valore di 1,8% precedentemente stimato per le linee AT.

RICAVI (miliardi di Euro)	2012	2013	2014	2015
Remunerazione	0,70	0,76	0,71	0,76
Ammortamento	0,44	0,47	0,48	0,49
Incentivi tariffari	0,06	0,06	0,11	0,11
Costi operativi	0,30	0,30	0,30	0,29
Totale costi riconosciuti	1,50	1,59	1,60	1,64
Costi piano di difesa	0,05	0,07	0,07	0,08
Totale ricavi di riferimento	1,55	1,66	1,67	1,72

INCENTIVI (milioni di Euro)	2012	2013	2014	2015
Investimenti I=2 2PR e 3PR	21,9	26,9	26,4	25,5
Investimenti I=3 2PR e 3PR	28,5	39,2	40,2	39,1
Investimenti I=2 nel 4PR	-	-	4,7	9,5
Investimenti I=3 nel 4PR	-	-	5,4	8,5
Accelerazione investimenti	14,0	Vd. note	36,3	23,8
Totale incentivi tariffari	64,4	66,1	113,0	106,4
Premi penalità qualità trasmissione	7,4	19,0	-1,3	19(*)
Compartecipazione Terna continuità utenti MT	-0,3	-	-0,3	-0,4
Regolazione interruzioni prolungate o estese	-	-0,5	-8,6	-0,4
Regolazione servizi di mitigazione	-1,7	-2,6	-4,3	-1,5
Totale incentivi qualità del servizio	5,3	16,0	-14,4	17(*)

Note: i dati sono espressi ai prezzi dell'anno tariffario. Circa 21 milioni di incentivi all'accelerazione di competenza 2013 sono stati riconosciuti nella tariffa 2014. Gli incentivi per la qualità sono riferiti agli indicatori di qualità dell'anno precedente e non rientrano nel computo dei ricavi corrispondenti alla componente tariffaria TRAS ("ricavi di riferimento").

(*) Stime preliminari: gli incentivi per la qualità non sono ancora stati determinati nell'anno 2015. Si è riportato pro-forma, come premio qualità trasmissione dell'anno 2015, lo stesso valore dell'anno 2013, poiché la valutazione degli indicatori fornisce, al momento della pubblicazione del presente documento, risultati simili.

La necessità di innovare la regolazione incentivante

- 2.54 Questa sintetica ricognizione dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale e dei relativi costi nel corso dei periodi di regolazione a partire dal 2004, conduce a concludere che la regolazione incentivante ha avuto il merito di supportare fortemente l'obiettivo di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, chiaramente indicato dalla legge 290/2003 (vd. precedente punto 1.29) per far fronte a straordinarie esigenze, determinando un notevole incremento del volume degli investimenti.
- 2.55 Tuttavia, nonostante gli aggiustamenti che l'Autorità ha introdotto progressivamente nel terzo e, soprattutto, nel quarto periodo regolatorio (2012-2015), gli effetti dei meccanismi incentivanti finora utilizzati, di tipo *input-based*, non sono risultati completamente soddisfacenti. L'analisi dei dati evidenzia come:
- il gestore abbia, razionalmente, adattato i propri comportamenti per massimizzare i benefici economici derivanti dagli attuali meccanismi

- tariffari, favorendo gli investimenti che garantiscono una più elevata remunerazione senza alcuna garanzia circa la maggiore utilità per il sistema;
- sembrano essere stati favoriti dal gestore gli interventi con maggiore impiego di capitale, non necessariamente i più efficienti;
 - permangono criticità con riferimento al rispetto dei tempi e dei costi previsti degli sviluppi pianificati.
- 2.56 A fronte degli attuali meccanismi di regolazione che non riescono a garantire completa compatibilità degli investimenti pianificati con l'efficienza del sistema e la loro realizzazione secondo criteri di economicità,¹⁴ si tratta di verificare se le opere più complesse, e quindi con costi maggiori e spesso tempi più lunghi, siano effettivamente quelle che comportano i maggiori benefici per il sistema o se al contrario siano possibili soluzioni, anche innovative, che permettono di raggiungere analoghi effetti di beneficio, o persino superiori, con minore impiego di capitale.
- 2.57 Il passaggio a un sistema di incentivazione *output-based*, perseguito dal già citato obiettivo strategico OS.6 dell'Autorità, è proprio orientato a favorire la selezione, da parte del gestore, delle scelte più efficienti a parità di efficacia. L'Autorità osserva che nuovi strumenti stanno diventando disponibili anche grazie alle recenti e importanti innovazioni in ambito europeo¹⁵ e quindi ritiene che sia necessario innovare profondamente la regolazione che ha governato lo sviluppo infrastrutturale negli ultimi tre periodi regolatori, introducendo una regolazione incentivante maggiormente selettiva e atta a superare i limiti delle precedenti logiche. Alla riforma della regolazione incentivante degli sviluppi della rete di trasmissione sono dedicati i successivi capitoli da 4 a 6.
- 2.58 L'introduzione di tali nuovi meccanismi incentivanti, di tipo *output-based*, non potrà che essere graduale e dovrà quindi essere accompagnata da una fase di transizione per il superamento degli attuali meccanismi di tipo *input-based*, come proposto nel capitolo 3, e dovrà accompagnarsi anche al periodico processo di valutazione e approvazione del Piano di Sviluppo, come indicato nel capitolo 7.

Spunti per la consultazione

S1. Si ritiene esauriente l'analisi svolta sugli effetti dei meccanismi incentivanti, di tipo *input-based*, introdotti a partire dal 2004? Ci sono ulteriori aspetti da considerare?

¹⁴ Principi alla base della remunerazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, enunciati anche nell'articolo 22.1 del TIT.

¹⁵ Si vedano i precedenti paragrafi 1.17 e 1.20.

3. Superamento della regolazione incentivante di tipo input-based

- 3.1 L'analisi dello sviluppo della trasmissione e degli impatti della regolazione condotta nel capitolo 2 porta alla conclusione che sia necessario innovare la regolazione che ha governato lo sviluppo infrastrutturale negli ultimi tre periodi regolatori (2004-2015).
- 3.2 Peraltro l'Autorità ritiene che la certezza e prevedibilità dell'evoluzione del quadro regolatorio sia un elemento importante per gli operatori e gli investitori e che i cambiamenti nel riconoscimento dei costi debbano essere condotti, per quanto fattibile, secondo criteri di gradualità. In particolare secondo l'Autorità è necessario considerare che le scelte di investimento si sviluppino su orizzonti pluriennali e che di norma vengono assunte valutando le condizioni correnti della regolazione e tenendo conto di un fattore di rischio legato alla possibilità che tali condizioni vengano modificate nel tempo (rischio regolatorio).
- 3.3 La fase di transizione riguarderà principalmente, negli orientamenti dell'Autorità, il NPR1, nella prospettiva di un successivo passaggio al sistema *Totex*.
- 3.4 Gli obiettivi specifici per questa fase di transizione graduale sono:
- favorire il rispetto delle tempistiche stimate per l'entrata in esercizio degli interventi già avviati;
 - fornire un incentivo a contenere i costi;
 - assicurare, per quanto possibile, semplicità nei processi.

Superamento graduale dei meccanismi di extra-remunerazione

- 3.5 Si ritiene ragionevole, in coerenza con il principio di gradualità già presentato al punto 17.11 del documento per la consultazione 335/2015/R/EEL, in vista dell'introduzione di nuovi meccanismi incentivanti progressivamente dal 2016, mantenere, sotto alcune condizioni precisate nel seguito, forme residuali di regolazione *input-based* nel corso del NPR1, per i soli investimenti strategici (I=3) che siano già stati avviati da Terna.
- 3.6 L'Autorità propone di riferire il termine "investimenti avviati" agli interventi che siano stati completamente autorizzati¹⁶ entro il 31 dicembre 2015 e per cui il gestore abbia già preso la decisione finale di investimento e sia passato alla fase realizzativa, concetto che si può concretizzare in un avanzamento economico di almeno il 25% della stima di costo di investimento (alla medesima data).
- 3.7 Tra gli investimenti avviati rientrano numerosi investimenti strategici identificati con la deliberazione 40/2013/R/EEL, che alla luce delle analisi costi-benefici disponibili costituiscono tuttora investimenti prioritari per lo sviluppo del sistema.

¹⁶ Per chiarezza, si intende che per tutte le opere previste sia stato emanato il decreto autorizzativo.

- 3.8 Per gli investimenti I=3 già avviati, l’Autorità è orientata a riconoscere, a decorrere dall’entrata in esercizio dell’investimento, una *extra*-remunerazione sulla quota di investimento fino alla concorrenza massima del costo stimato da Terna e comunicato all’Autorità ai fini dell’approvazione degli investimenti strategici (deliberazione 40/2013/R/EEL), nel solo caso in cui l’intervento entri in esercizio entro le tempistiche¹⁷ approvate con la medesima deliberazione e le sue successive modificazioni¹⁸. Per le quote di investimento eccedenti la suddetta soglia, o nel caso in cui l’intervento entri in esercizio oltre le tempistiche previste, troverà applicazione la sola remunerazione base degli investimenti.
- 3.9 La *extra*-remunerazione per gli investimenti di cui al punto precedente, al fine di garantire adeguate forme di gradualità, è proposta pari a 1% ed è riconosciuta per un periodo di 12 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell’intervento, purché essa avvenga entro la conclusione del NPR1 (quindi entro il 31 dicembre 2018 in caso di periodo regolatorio di sei anni e il 31 dicembre 2019 in caso di periodo regolatorio di otto anni). La proposta tiene conto sia di una logica di graduale superamento della corrente regolazione *input-based*, sia della riduzione del WACC “base” (il 1° gennaio 2014 l’aggiornamento infra-periodo ha comportato una modifica dal 7,4% al 6,3%) che rende ragionevole una riduzione anche della maggiorazione incentivante.
- 3.10 Per tutti gli investimenti I=2, tenendo conto del fatto che si tratta in genere di interventi relativamente più semplici rispetto agli investimenti I=3, meno costosi e con tempi di messa in esercizio tendenzialmente più brevi, l’Autorità è orientata a rimuovere l’incentivo *input-based* fin dall’inizio del nuovo periodo regolatorio, senza applicazione delle misure di transizione sopra proposte per gli investimenti I=3 già avviati. Per gli investimenti I=2 che comportano elevata utilità per il sistema, viene presentato nel capitolo 6 un possibile schema di incentivazione di tipo *output-based* mirato all’efficienza di realizzazione.
- 3.11 Sarebbero ovviamente fatti salvi gli effetti sui prossimi periodi regolatori delle disposizioni del corrente periodo regolatorio¹⁹ per tutti gli investimenti incentivati entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2015 per il livello e la durata residua della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito per investimenti di categorie diverse da I=1.

¹⁷ La data obiettivo è associata al raggiungimento del beneficio elettrico, inteso come messa a disposizione della piena capacità di trasmissione delle opere principali. Dei sedici interventi con data obiettivo successiva al 2015, tre interventi erano previsti entro fine 2016, cinque nel 2017, due nel 2018, quattro nel 2019, uno nel 2020 e uno nel 2021. L’intervento 1 è attualmente sospeso; le date obiettivo degli interventi 6, 7, 18 (modificato), 19, 22, 23 e 27 sono state modificate successivamente alla deliberazione 40/2013/R/EEL.

¹⁸ Deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2014, 654/2014/R/EEL e deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2015, 397/2014/R/EEL.

¹⁹ Come già avviene in relazione ai precedenti periodi regolatori: si veda l’articolo 22, comma 4, del TIT.

Superamento dell'accelerazione agli investimenti e meccanismi di monitoraggio

- 3.12 Sulla base delle evidenze presentate nel precedente capitolo 2, l'Autorità ritiene che l'implementazione del meccanismo di accelerazione degli investimenti sia risultata complessa e non abbia raggiunto gli obiettivi auspicati. In questo caso, in considerazione della natura di rinnovo del meccanismo incentivante all'inizio di ciascun periodo regolatorio e della durata "di periodo regolatorio" previste dalla deliberazione ARG/elt 87/10, l'Autorità non ritiene possibile, né appropriato introdurre meccanismi di gradualità e ne prevede quindi la dismissione.
- 3.13 Al fine di assicurare la promozione dell'efficienza degli investimenti, viste le conclusioni al precedente punto 2.56, l'Autorità intende procedere all'abrogazione della deliberazione ARG/elt 87/10, peraltro già riflessa nel TIT all'inizio del quarto periodo di regolazione, a partire dal 1° gennaio 2016.
- 3.14 Sarebbero fatti salvi gli effetti delle disposizioni del corrente periodo regolatorio. In particolare, la verifica di raggiungimento della soglia del meccanismo premiante e i relativi incentivi saranno definiti anche con riferimento all'anno 2015. Dal lato del meccanismo di penalità, tutti gli interventi la cui entrata in esercizio era prevista entro il 31 dicembre 2015 nella deliberazione 40/2013/R/EEL resteranno soggetti al meccanismo di penalità fino alla loro effettiva entrata in esercizio.
- 3.15 Per quanto concerne il trattamento incentivante delle immobilizzazioni in corso, l'Autorità sta valutando le osservazioni formulate da Terna e dagli altri soggetti intervenuti nella consultazione 335/2015/R/EEL, anche alla luce degli effetti economici derivanti dalle proposte, contenute nel medesimo documento, di superamento del *lag* regolatorio attuale.
- 3.16 L'Autorità ritiene, infine, molto utile il meccanismo di monitoraggio introdotto per gli investimenti I=3. L'Autorità intende pertanto, da una parte, rendere tale monitoraggio più agile passando a una rendicontazione su base annuale (in particolare nel mese di settembre del 2016 e di tutti gli anni successivi) e, dall'altra, renderlo più completo, integrando progressivamente i maggiori investimenti, avendo come obiettivo, nel medio termine, l'applicazione del monitoraggio a tutti gli investimenti del Piano di Sviluppo.

Spunti per la consultazione

- S2. Si condivide la proposta di superamento graduale dell'incentivazione *input-based* per investimenti I=3 già avviati? Si ritengono preferibili altre soluzioni? Nel caso, indicare i motivi.
- S3. Si condivide la proposta di dismettere il trattamento incentivante per gli investimenti I=2 dall'inizio del prossimo periodo regolatorio? Si ritengono preferibili altre soluzioni? Nel caso, indicare i motivi.

4. Obiettivi e criteri per lo sviluppo altamente selettivo degli investimenti

4.1 Lo scopo di questo capitolo è delineare gli obiettivi e i criteri per la riforma della regolazione incentivante, secondo criteri di selettività coerenti con l'Obiettivo strategico OS.6 del *Quadro strategico 2015-2018*, degli investimenti di trasmissione dell'energia elettrica nel nuovo periodo regolatorio.

Obiettivi dell'intervento regolatorio

- 4.2 L'Autorità ritiene opportuno individuare i seguenti obiettivi specifici per la regolazione degli sviluppi del sistema di trasmissione dell'energia elettrica:
- a. coerenza tra approcci allo sviluppo di rete utilizzati in Europa e in Italia per quanto concerne la metrica dell'utilità per il sistema;
 - b. misurabilità e verificabilità degli *output* assunti come riferimento per la promozione selettiva degli investimenti;
 - c. efficienza degli investimenti di sviluppo della rete;
 - d. equa remunerazione del rischio associato agli investimenti;
 - e. mantenimento della qualità del servizio.
- 4.3 Nel seguito di questo capitolo, tali obiettivi vengono sviluppati per identificare criteri generali di disegno dei meccanismi di incentivazione selettiva di tipo *output-based*. Esempi di tali meccanismi vengono illustrati nel successivo capitolo 6, sulla base degli strumenti propedeutici presentati nel capitolo 5.

Utilità per il sistema: coerenza con l'approccio CBA utilizzato in Europa

- 4.4 L'approccio tradizionalmente utilizzato per la pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione, e recentemente rinforzato dal Regolamento 347/2013, è l'analisi costi-benefici.
- 4.5 In linea di principio, se la pianificazione della trasmissione funziona correttamente, solamente i progetti con elevata utilità per il sistema sono inseriti nei piani di sviluppo e nei programmi di investimento.²⁰ L'Appendice C al presente documento fornisce alcune osservazioni e proposte per l'evoluzione dell'analisi costi-benefici verso una "CBA 2.0", basate sull'Allegato 3 allo schema di PdS 2015 e sulla metodologia recentemente approvata in ambito europeo.
- 4.6 L'attuale metodologia CBA utilizzata da Terna considera, ai fini dell'inserimento nel Piano di Sviluppo, una soglia del rapporto B/C (benefici attualizzati rapportati ai costi attualizzati, anche detto IP, indice di profittabilità) pari a 1.

²⁰ FSR Policy Brief "The role of the EU and ACER to ensure an adequate regulatory framework for projects of common interest" <http://fsr.eui.eu/Publications/POLICYbrief/Energy/2014/PB201405.aspx>

- 4.7 L’Autorità ritiene opportuno, allo scopo di definire meccanismi di promozione degli investimenti effettivamente selettivi, distinguere gli effetti di tali meccanismi in relazione a livelli del rapporto B/C più elevati di 1. A tale scopo, un primo orientamento dell’Autorità è di considerare gli investimenti con la seguente scala:
- rapporto benefici/costi superiore a 1,0 e inferiore a 2,0²¹: investimenti da valutare, in particolare in relazione alle incertezze;
 - rapporto benefici/costi superiore a 2,0 e inferiore a 2,5÷3,0: investimenti ad elevata utilità;
 - rapporto benefici/costi superiore a 2,5÷3,0: priorità di sviluppo.
- 4.8 Per permettere una corretta valutazione della proposta, si osserva che le modifiche delle modalità di analisi del rapporto benefici/costi delineate nell’Appendice C del presente documento²² comportano, a parità di costi (C) e benefici (B), una sostanziale equivalenza tra $B/C = 1$ (indice IP) nella precedente metodologia di analisi costi benefici e $B/C = 1,4$ nella nuova metodologia.
- 4.9 Tali differenziazioni in base al rapporto B/C potranno essere utilizzate dall’Autorità per modulare in modo selettivo gli incentivi, in modo da focalizzarli verso i progetti a elevata utilità e i progetti prioritari in base al rapporto tra benefici e costi attesi.
- 4.10 In effetti, un vero elemento di passaggio a una “CBA 2.0” sarebbe l’utilizzo, in aggiunta al rapporto B/C, anche di un indicatore che esprima il livello di resilienza alle incertezze associate alle stime di costi e di benefici condotte *ex ante* e quindi alle deviazioni *ex post* rispetto agli scenari assunti.²³ In tal modo verrebbero selezionati per lo sviluppo progetti che dimostrano una elevata capacità di fornire benefici superiori ai costi, anche rispetto alle inevitabili incertezze sul futuro.

Misurabilità ex-ante e verificabilità ex-post degli output

- 4.11 L’Autorità ha indicato già nel documento per la consultazione 29 maggio 2015, 255/2015/R/EEL (di seguito: documento di consultazione 255/2015/R/EEL) che *“per l’introduzione di incentivi di tipo output-based, è necessario preliminarmente identificare metriche che consentano una rappresentazione*

²¹ La proposta di inserire una soglia di rapporto benefici/costi per l’identificazione selettiva degli interventi di sviluppo è stata effettuata da alcuni operatori nell’ambito della consultazione sullo schema di piano 2012 (peraltro indicando un valore-soglia di 2,0, cioè benefici doppi rispetto ai costi).

²² Si veda in particolare il punto C12 riguardante l’analisi economica e il tasso di sconto: si propone di estendere il periodo di analisi da 20 a 25 anni e di adottare il tasso di attualizzazione 4% anziché il WACC.

²³ Pur con modalità ancora preliminari, la metodologia CBA di ENTSO-E include un indicatore (B7) *“robustness/flexibility”* che include il *key performance indicator* di *robustness* legato alla capacità di un investimento di rispondere alle necessità con tutti i casi analizzati in un’ottica probabilistica o multi-scenario. Tale indicatore è proposto anche da Terna nell’evoluzione della metodologia CBA.

efficace ma anche semplice dei principali benefici conseguibili con gli investimenti da promuovere”.

- 4.12 Inoltre, gli *output* da assumere come riferimento per la promozione selettiva degli investimenti di trasmissione dovrebbero rispondere a queste due caratteristiche:
- a. controllabilità da parte del gestore di rete: gli indicatori devono essere influenzati il meno possibile da variabili al di fuori dal controllo del gestore di rete;
 - b. verificabilità da parte dell’Autorità: gli indicatori devono essere facilmente misurabili con controlli che non richiedano eccessivi costi in capo all’Autorità e perciò devono poter essere misurati in maniera accurata ed oggettiva.
- 4.13 In particolare in tema di controllabilità da parte del gestore di rete, gli investimenti di trasmissione presentano aspetti specifici: l’unicità delle opere, i lunghi tempi di realizzazione, le varianti che può risultare necessario identificare e attuare lungo il percorso autorizzativo e realizzativo, e in generale l’elevato numero di fattori esogeni che influenza l’*outcome* degli investimenti (ad esempio, i differenziali di prezzo dipendono dalla realizzazione degli investimenti critici ma anche da un gran numero di fattori esogeni come il corso dei prezzi dei combustibili fossili o i livelli di cambio valutario). Diventa quindi fondamentale identificare metriche coerenti con gli ambiti di responsabilità dei soggetti regolati, come del resto sottolineato da Terna in esito al documento per la consultazione 5/2015/R/EEL nel manifestare la propria piena adesione all’obiettivo della selettività degli investimenti e nel condividere il richiamo alla necessità di sviluppare metriche solide e controllabili (vd Appendice A).
- 4.14 Passando alla dimensione *ex-post*, l’Autorità ritiene che sia da considerare un meccanismo di verifica dell’effettiva disponibilità degli *output* a cui sono collegati meccanismi di incentivazione selettiva. Uno strumento simile è stato già utilizzato, nella deliberazione 288/2012/R/EEL, per verificare l’effettivo utilizzo dei sistemi di accumulo *energy-driven* autorizzati nell’ambito della sperimentazione avviata con la medesima deliberazione, a fronte delle previsioni utilizzate nell’analisi costi/benefici.
- 4.15 Al contempo, l’Autorità proseguirà le proprie attività di monitoraggio delle infrastrutture e dei mercati, anche allo scopo di verificare che gli *output* identificati e assoggettati a meccanismi incentivanti corrispondano adeguatamente ai benefici direttamente percepiti dagli utenti.

Promozione dell’efficienza degli investimenti

- 4.16 Per il nuovo periodo di regolazione, l’Autorità ha indicato nel documento di consultazione 335/2015/R/EEL l’intenzione di sviluppare, con decorrenza dalla seconda parte del quinto periodo di regolazione, una metodologia di riconoscimento dei costi basati sulla spesa totale (*Totex*). Tale metodologia

“*implica l’individuazione di sentieri di sviluppo della spesa totale (costi operativi e investimenti) all’interno del periodo di regolazione che riflettano, da un lato, le ipotesi di efficientamento e dall’altro l’evoluzione attesa degli investimenti, con identificazione di una baseline, la definizione di criteri di ripartizione degli scostamenti tra livelli obiettivo e livelli effettivi della spesa totale e la fissazione della quota della spesa da considerare ai fini dell’aggiornamento del capitale investito riconosciuto*”.²⁴

- 4.17 La *baseline* di costo da impiegare ai fini della metodologia *Totex* deve essere coerente con i costi stimati utilizzati per l’analisi costi benefici a fini di inclusione nel Piano di sviluppo.
- 4.18 L’utilizzo delle stesse ipotesi di costo per l’applicazione della metodologia *Totex* e della metodologia CBA 2.0 si comporrà virtuosamente in un doppio stimolo a Terna: da una parte, a indicare nelle analisi costi/benefici stime realistiche dei costi (perché una sovrastima iniziale dei costi tenderebbe a peggiorare gli indici di profittabilità socioeconomica degli investimenti) e dall’altra, a contenere i costi effettivi nel corso della realizzazione del progetto, poiché la metodologia *totex* penalizzerà gli incrementi di costo rispetto a quanto preventivato.
- 4.19 Nel corso della consultazione per il quarto periodo di regolazione (documento per la consultazione 21 luglio 2011, DCO 29/11), l’Autorità, al fine di favorire l’efficienza del settore a beneficio dei clienti finali e di evitare il perpetuarsi di inefficienze, ha prospettato la possibilità di applicare una valutazione dei nuovi investimenti basata sulla metodologia del costo *standard* a partire dagli investimenti realizzati nel periodo regolatorio successivo al 31 dicembre 2015. Nella prospettiva di adozione delle metodologie di regolazione fondate sulla spesa totale è previsto che i costi *standard* siano utilizzati ai fini della valutazione di congruità delle stime di investimento anche con ricorso a comparazioni basate su *Unit Investment Cost* e, nei limiti del possibile facendo ricorso a *benchmark* internazionali.
- 4.20 In questo contesto potrebbero essere utilizzati elementi desumibili dal rapporto ACER sui costi unitari di investimento nei progetti infrastrutturali nei settori dell’elettricità e del gas, pubblicato di recente.²⁵ Nel settore dell’energia elettrica, il rapporto considera linee aeree, cavi sotterranei, cavi sottomarini, sottostazioni *on-shore* e convertitori HVDC. Gli indicatori e i corrispondenti valori di riferimento contenuti nel rapporto ACER possono essere utilizzati come riferimento nel contesto del TYNDP, per integrare le informazioni sui costi fornite dai promotori dei progetti. ACER ritiene che i valori di riferimento

²⁴ Per una descrizione più ampia del meccanismo *Totex* si rinvia alla Parte V del documento per la consultazione 335/2015/R/EEL.

²⁵ ACER “*Report on unit investment cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure - Electricity infrastructure*”. Il report (nella versione aggiornata 1.1 di agosto 2015) è disponibile sul sito internet di ACER:
www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/UIC%20Report%20-%20Electricity%20infrastructure.pdf

potrebbero essere utilizzati anche come punto di riferimento nel quadro della selezione dei progetti di interesse comune (di seguito: PCI, *projects of common interest*) e per le decisioni di allocazione transfrontaliera dei costi (CBCA, *cross border cost allocation*).

Trattamento dei maggiori rischi associati a specifici progetti

- 4.21 A regime, una volta esaurita la fase di superamento progressivo degli incentivi di tipo *input-based* delineata nel precedente capitolo 3, la remunerazione generale degli investimenti verrebbe effettuata – a decorrere da NPR2 – con modalità uniformi, senza distinzioni o incentivazioni legate a diverse categorie e priorità di investimento.
- 4.22 Tale remunerazione generale sarebbe integrata dai meccanismi di promozione selettiva *output-based*, che sono descritti nel seguito del presente documento, e dai meccanismi *output-based* per la qualità del servizio di trasmissione che sono stati oggetti di separate e specifiche consultazioni, evitando rischi di sovrapposizione.
- 4.23 A seguito della pubblicazione della Raccomandazione ACER No 03/2014 del 27 giugno 2014,²⁶ l’Autorità ha approvato, con la deliberazione dell’Autorità 18 settembre 2014, 446/2014/R/COM (di seguito: deliberazione 446/2014/R/COM), i criteri e le metodologie per la valutazione degli investimenti infrastrutturali e per il riconoscimento di incentivi in relazione ai rischi più elevati affrontati da progetti infrastrutturali di interesse comune nei settori dell’elettricità e del gas naturale.
- 4.24 In base a tale criteri, in caso di un profilo di rischio per un progetto che non trova copertura nella regolazione, l’operatore di rete può richiedere una remunerazione addizionale, fornendo evidenza di tali rischi e dell’impossibilità di mitigarli con opportune misure. La richiesta è esaminata dall’Autorità anche attraverso il ricorso a una procedura di consultazione pubblica.
- 4.25 Nel corrente quadro regolatorio, che include un’amplissima garanzia dei ricavi del gestore della rete di trasmissione nazionale, l’Autorità non intravede particolari rischi non coperti dalla regolazione, tenendo anche conto che è normalmente preferibile che il normale rischio tecnologico sia in capo all’operatore. Nel documento per la consultazione 446/2015/R/EEL l’Autorità ha proposto il superamento di tale meccanismo di garanzia, in relazione all’introduzione di una nuova tariffa binomia basata prevalentemente sulla quota potenza e per la parte restante sulla quota energia. Inoltre, nello stesso documento, l’Autorità ha indicato che *“l’ipotesi di introduzione di una tariffa binomia potrebbe essere gestita nel quadro di menù di regolazione caratterizzati*

²⁶ ACER, *Recommendation No 03/2014 of 27 June 2014 on incentives for projects of common interest and on a common methodology for risk evaluation.*

http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2003-2014.pdf

da un diverso grado di rischio volume e da diversi livelli dei tassi di rendimento sul capitale investito, in analogia con quanto l’Autorità intende valutare per il servizio di distribuzione”.

- 4.26 Tuttavia, in particolari condizioni di innovazione tecnologica, potrebbero sussistere dei rischi di natura speciale. Per tali casi, l’Autorità potrebbe comunque valutare di estendere gli stessi criteri e metodologie anche per progetti che non siano di interesse comune, a condizione che tali progetti, in base al rapporto benefici / costi, siano individuati come *priorità di sviluppo* (vd. punto 4.7 del presente documento).

Mantenimento della qualità del servizio

- 4.27 Gli aspetti relativi alla qualità del servizio di trasmissione sono trattati approfonditamente nei documenti per la consultazione 48/2015/R/EEL e 415/2015/R/EEL e pertanto esulano dal presente documento.

Spunti per la consultazione

- S4. Si condivide la proposta di coerenza tra ipotesi di costo da assumere per la metodologia *Totex* e per la metodologia CBA 2.0?
- S5. Si condividono le osservazioni e proposte dell’Autorità in materia di modulazione selettiva degli incentivi in relazione al rapporto B/C dell’analisi costi-benefici?
- S6. Quali aspetti di rischio potrebbero richiedere specifici incentivi ai sensi della deliberazione 446/2014/R/COM? Per quali motivi tali rischi non sarebbero coperti dalla regolazione?

5. Strumenti propedeutici per la promozione selettiva degli investimenti

- 5.1 L'analisi dello sviluppo della trasmissione e degli impatti della regolazione (condotta nel capitolo 2) ha portato alla conclusione che sia necessario innovare la regolazione che ha governato lo sviluppo infrastrutturale negli ultimi tre periodi regolatori, orientandola in modo più marcato verso l'utilità degli investimenti di sviluppo per il sistema elettrico.
- 5.2 Lo scopo di questo capitolo è quello di presentare alcuni strumenti propedeutici necessari alla definizione e misurazione dell'utilità per il sistema, secondo i criteri generali indicati nel precedente capitolo 4. A questo scopo è utile ripercorrere brevemente le diverse fasi in cui si articola il processo di sviluppo, dal momento che a fasi diverse possono corrispondere strumenti diversi.
- 5.3 Lo sviluppo della trasmissione, come riconosciuto da ACER, ENTSO-E e Terna, può essere disaggregato nelle seguenti fasi (per ciascuna fase sono riportate le diciture utilizzate a livello europeo da ACER):
- a) studio preliminare: studi in corso e investimenti in valutazione (“*under consideration*”);
 - b) pianificazione: investimenti “pianificati” (“*planned but not yet in permitting*”);
 - c) autorizzazione (“*permitting*”);
 - d) realizzazione (“*under construction*”);
 - e) messa in esercizio (“*commissioning*”).
- 5.4 La fase di studio preliminare *sub a*) è tradizionalmente affrontata mediante studi di pre-fattibilità e di fattibilità. Terna negli ultimi anni ha effettuato vari studi con co-finanziamenti europei, normalmente focalizzati sui principali investimenti, come indicato nella tabella seguente per gli studi in ambito *Trans-European Networks Energy* (TEN-E).

Anno	Attività di studio TEN-E	Co-finanziamento (Euro)
2012	Lienz (AT)-Cordignano (IT) line : Network and Feasibility study for new Alternate Current Extra High Voltage interconnection	952.567
2009	Italy-Montenegro new undersea interconnection project	1.075.000
2009	Feasibility study for a new electricity interconnection, through the southern cross-border between Italy and France	1.500.000
2007	Direct current energy transmission between Italy and France by means of highway infrastructure	1.542.600
2006	Feasibility study for the interconnection of the Italian power system to the Balkan peninsula	385.000
2005	Studies for a new interconnection between France and Italy: Integration of electricity and rail transport in the Lyon - Turin high speed railway French-Italian tunnel	792.000

- 5.5 La fase di pianificazione *sub b)* sta richiedendo un significativo livello di innovazione, anche in relazione ai miglioramenti recentemente introdotti per l'analisi costi-benefici in ambito europeo. Si riscontra in particolare la necessità di contemperare il volume delle analisi (ad es. multi-anno; multi-scenario) con le limitate risorse disponibili da parte dei gestori di trasmissione europei, che cooperano in ambito ENTSO-E.
- 5.6 Mentre, in sede italiana, l'analisi dell'avanzamento e dei ritardi degli investimenti è resa complessa dall'approccio utilizzato da Terna (solo il 25% dei progetti nei recenti schemi di PdS ha una data prevista ed esplicita di entrata in esercizio), i rapporti di monitoraggio di ENTSO-E²⁷ ed ACER²⁸ hanno evidenziato che la fase più critica (in cui trovano ostacoli la maggior parte del 30% di progetti di trasmissione che sono "ritardati" per cause non dipendenti dall'operatore di rete) è quella di "*permitting*", *sub c)*, peraltro già affrontato con specifiche disposizioni del pacchetto infrastrutture per i PCI.
- 5.7 Per quanto riguarda i progetti italiani inseriti nel TYNDP 2012, i ritardi relativi al "*permitting*" identificati nella primavera 2014 sono i seguenti: ²⁹
1. Villanova - Lastva (ME): ritardo di due anni dal 2015 al 2017;
 2. Dolo – Camin: dal 2014 a data non definita;
 3. Stazione Polpet (nell'ambito della razionalizzazione rete media valle del Piave): ritardo di due anni dal 2015 al 2017;
 4. Udine Ovest – Redipuglia; ritardo di un anno dal 2015 al 2016;
 5. Foggia – Villanova: ritardo di quattro anni dal 2015 al 2019 (relativo al tratto Gissi - Larino - Foggia, mentre il tratto Villanova - Gissi è previsto al 2015);
 6. Partinico – Fulgatore: ritardo di quattro anni dal 2016 al 2020;
 7. Stazione Mese: ritardo di otto anni dal 2014 al 2022;
 8. Avise – Chatillon: ritardo di otto anni dal 2014 al 2022;
 9. Razionalizzazione rete di Brescia: da data non definita al 2022;
 10. Montecorvino – Benevento: da data non definita al 2021;
 11. Deliceto – Bisaccia: da data non definita al 2017;

²⁷ ENTSO-E, "2013 Monitoring update of the TYNDP 2012 Table of projects Final 1 July 2013" www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/SDC/TYNDP/2012/130701-Monitoring_update_of_TYNDP_2012_Report_FINAL.pdf ENTSO-E, "2015 Monitoring update of the TYNDP 2014 Table of projects – 24 June 2015" https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/TYNDP%202014%20monitoring%20update_statistics%20and%20table_FINAL.PDF

²⁸ ACER, *Consolidated report on the progress of electricity and gas projects of common interest*, 30 June 2015. http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Consolidated%20report%20on%20the%20progress%20of%20electricity%20and%20gas%20Projects%20of%20Common%20Interest.pdf

²⁹ ACER, *Opinion No 16/2014 of 30 July 2014 on the implementation of investments in electricity transmission networks* http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2016-2014.pdf

12. Laino – Altomonte: da data non definita al 2017;
 13. Calenzano – Colunga: da data non definita al 2018;
 14. Stazione Monte San Savino (nell’ambito della razionalizzazione nell’area di Arezzo): da data non definita al 2022;
 15. Stazione Schio: da data non definita al 2025;
 16. Ristrutturazione della rete della penisola sorrentina: ritardo non definito.
- 5.8 L’Autorità ritiene che in Italia la fase autorizzativa rappresenti una difficoltà più significativa che in altri Paesi, con tempistiche medie di autorizzazione ben superiori ai sei mesi previsti dalla legge 290/03. Miglioramenti nei tempi autorizzativi potrebbero derivare dall’attuazione delle procedure definite dal Ministero dello sviluppo economico per effetto delle disposizioni del Capitolo 3 del Regolamento 347/2013.
- 5.9 La fase di realizzazione *sub d)* può determinare ritardi in casi sporadici.³⁰ Peraltro tali ritardi sono normalmente di durata limitata, quando confrontati con quelli di natura autorizzativa.
- 5.10 Come già segnalato (si veda il precedente punto 2.38) in alcuni casi, anche per elettrodotti di notevole utilità per il sistema, nel corso della realizzazione possano ancora intervenire annullamenti delle autorizzazioni a seguito di ricorsi o altri problemi “post-autorizzativi” con notevoli ritardi o il blocco dei lavori.

Utilità per il sistema: applicazione sistematica della nuova metodologia “CBA 2.0”

- 5.11 Terna ha avanzato proposte per allineare la metodologia utilizzata da Terna alla metodologia CBA predisposta da ENTSO-E e verificata da ACER in attuazione delle disposizioni del Regolamento 347/2013. Tale nuova metodologia è stata utilizzata parzialmente da ENTSO-E (e quindi anche da Terna per la parte di propria competenza) nella preparazione del TYNDP 2014.
- 5.12 Nello schema di PdS 2015 è stata utilizzata ancora la vecchia metodologia CBA (sintetizzata nella pubblicazione dell’indicatore IP), applicata a 45 investimenti,³¹ con un trend decrescente rispetto a 53 investimenti e 75 investimenti analizzati negli schemi di PdS 2014 e 2013 rispettivamente. L’analisi costi-benefici viene attualmente limitata da Terna agli investimenti principali, definiti (a partire dallo schema di PdS 2014) come gli investimenti con un costo di investimento superiore a 25 milioni di Euro.
- 5.13 L’Autorità ritiene che il miglioramento e l’estensione dell’applicazione della CBA e la definizione di un “indice di utilità per il sistema” (IUS) siano cruciali, soprattutto alla luce degli obiettivi di regolazione di lungo periodo e di coerenza tra la metodologia *Totex* e la metodologia CBA.

³⁰ Nella medesima Opinione ACER No 16/2014, il ritardo di 1-2 anni (da 2017-2018 a 2019) per il progetto Piosasco – Grand’Ile è stato associato a ritardi nel processo di *tendering*.

³¹ In particolare, si tratta di 19 elettrodotti, 18 interventi di razionalizzazione o riassetto, 7 stazioni e 1 intervento di rimozione limitazioni.

- 5.14 Per queste ragioni, l’Autorità ritiene opportuno valutare l’introduzione di una specifica incentivazione per Terna in relazione allo svolgimento di analisi costi benefici secondo la nuova metodologia (“CBA 2.0”).
- 5.15 L’incentivazione sarebbe applicabile a progetti che non sono ancora nello stato di realizzazione e che sono previsti entro il decennio di Piano,³² con priorità temporale per gli interventi inclusi nello schema di PdS 2015.
- 5.16 Ugualmente cruciale è la qualità delle analisi “CBA 2.0”, visto che una buona analisi può costituire un importante *output* del servizio di trasmissione, nel momento in cui porta a “scartare” una proposta di sviluppo poco utile. Per verificare la qualità delle analisi svolte e sottoposte a incentivazione, l’Autorità prevede che Terna, a seguito della pubblicazione degli schemi di PdS contenenti le “CBA 2.0” oggetto di incentivo, sottoponga alla verifica di un soggetto indipendente almeno il 10% delle “CBA 2.0” effettuate (a seguito dell’identificazione dei singoli interventi effettuata dall’Autorità e comunicata a Terna). Non conformità di tipo grave delle CBA 2.0, riscontrate in fase di verifica, porterebbero all’annullamento dell’incentivo. Inoltre, l’Autorità si riserva di far eseguire un *audit* sulle CBA realizzate da un soggetto terzo qualificato.
- 5.17 L’incentivo potrebbe essere corrisposto a seguito della pubblicazione degli schemi di PdS 2017 e 2018, con riferimento alle “CBA 2.0” in essi contenute. Per favorire la transizione all’applicazione sistematica della nuova metodologia “CBA 2.0” a tutti i progetti, l’incentivo sarebbe vincolato all’applicazione della metodologia “CBA 2.0”, al più tardi nello schema di PdS 2018, a tutti gli interventi di sviluppo già soggetti a CBA nello schema di PdS 2015. In assenza del rispetto di tale vincolo, eventuali incentivi già erogati per lo stesso meccanismo incentivante verrebbero restituiti da Terna.
- 5.18 La valorizzazione dell’incentivo potrebbe essere determinata a seguito dell’individuazione di un premio massimo annuale, in funzione dei costi ritenuti congrui per lo sviluppo e l’applicazione di tale metodologia.³³ In particolare, tale premio massimo annuale potrebbe essere determinato in misura pari al 50% dei costi di adeguamento della struttura di Terna, di consulenza e studi e di implementazione dei nuovi sistemi informativi e di simulazione (non già nella disponibilità del gestore) per lo sviluppo e l’applicazione della CBA 2.0. Definito tale premio massimo annuale, l’incentivo annuale per il gestore sarebbe determinato in funzione del rapporto tra la percentuale di interventi per i quali, nell’ambito del PdS, è presentata una CBA 2.0 e il totale degli interventi con le caratteristiche definite nei punti precedenti eleggibili ad essere sottoposti a CBA 2.0.

³² Per chiarezza, la CBA 2.0 non sarebbe dunque applicata a progetti già in corso di costruzione e a progetti (allo studio e in valutazione) la cui entrata in esercizio è prevista oltre l’orizzonte decennale.

³³ I costi in ogni caso sarebbero riconosciuti in tariffa secondo i criteri che saranno individuati per il riconoscimento dei costi di capitale e operativi.

Utilità per il sistema: definizione delle target capacities

- 5.19 L’Autorità ha già espresso al Parlamento riserve sull’utilizzo del parametro “10% di interconnessione” in quanto si tratta di un *target* indifferenziato per frontiera che, non essendo basato su adeguate analisi costi-benefici, potrebbe determinare investimenti non efficienti. L’Autorità ha anche rimarcato l’inopportunità di fare riferimento alla capacità di generazione installata in un Paese, come l’Italia, caratterizzato da una forte crescita di capacità installata (soprattutto a fonte rinnovabile).³⁴
- 5.20 Una soluzione alternativa, suggerita anche da ENTSO-E³⁵, è quella di definire quantitativamente i valori di *target capacity*, cioè il livello di capacità che è economicamente efficiente realizzare in base a un’analisi costi-benefici.
- 5.21 L’Autorità ritiene che Terna dovrebbe identificare le “*target capacities*”, oltre che sulle interconnessioni in collaborazione con ENTSO-E, anche sui principali colli di bottiglia della rete nazionale,³⁶ in analogia con le metodologie attualmente sviluppate da ENTSO-E che prevedono il calcolo di una *grid transfer capability* che considera anche eventuali vincoli intrazonali.³⁷ In particolare, Terna dovrebbe identificare quali sezioni di rete debbano essere “sbottigliate” entro la fine del periodo regolatorio e grazie a quanta capacità di trasporto addizionale.
- 5.22 Particolare attenzione andrà dedicata alla verifica non solo del valore economico, ma anche del tipo di beneficio atteso a seguito dello sviluppo delle *target capacities*, nonché dell’impatto sui costi di approvvigionamento delle risorse di dispacciamento. Andrà in particolare verificato che gli incrementi obiettivo di capacità non siano tali da “spostare” vincoli a discapito del mercato dei servizi di dispacciamento.
- 5.23 I principali *bottleneck* e le relative *target capacities* (due valori di capacità potenzialmente differenti per il verso di ciascun *bottleneck*) verrebbero sottoposti ad approvazione da parte dell’Autorità, a seguito di proposta di Terna in occasione della pubblicazione dello schema di PdS 2017, accompagnata dalla validazione da parte di un soggetto terzo indipendente che abbia avuto accesso al modello di rete (nodale) utilizzato da Terna per il calcolo delle capacità interzonali.
- 5.24 Per questa fase di studio, potrebbe essere prevista un’incentivazione simile al meccanismo proposto per le “CBA 2.0”, con una specifica valorizzazione, modulata anche in relazione alla tempistica di presentazione dei risultati

³⁴ Memoria 212/2015/I/COM. Maggiori dettagli sono riportati ai punti 1.24 e 1.25 del presente documento.

³⁵ ENTSO-E, *Ten Year Network Development Plan*, 31 ottobre 2014, cap.6, in cui ENTSO-E sottolinea anche alcune complessità per la determinazione delle *target capacities*, in particolare per sistemi fortemente magliati.

³⁶ Ad esempio in relazione ai transiti da Sud a Centro-Sud a Centro-Nord.

³⁷ Metodologia CBA di ENTSO-E, p. 29, “*The increase in GTC obtained by the project takes into account congestions in the grid (observed in network studies), both inside and between bidding areas*”.

dell'analisi, che si ritiene possa essere completata entro i primi mesi del 2017 in modo da attivare un meccanismo incentivante di tipo *output-based* sugli sviluppi di capacità già a decorrere dal 2018. Tale meccanismo è descritto in via semplificata nel successivo capitolo 6.

Fase di progettazione di dettaglio e autorizzazione: ipotesi per superare criticità autorizzative e “post-autorizzative”

- 5.25 Alla luce delle considerazioni svolte (si vedano il precedente punto 5.8 e i punti successivi) sulle criticità in fase autorizzativa e “post-autorizzativa”, l’Autorità ritiene opportuno considerare possibili interventi in questo ambito, pur alla luce di limitate leve di intervento del regolatore su questa materia, anche con lo scopo di accompagnare lo sviluppo positivo e delle nuove disposizioni del Regolamento 347/2013 in materia di *permitting* per i progetti di interesse comune.
- 5.26 Per tener conto della parziale controllabilità sul processo autorizzativo da parte di Terna, l’Autorità intende esaminare possibili meccanismi per fornire incentivi corretti e trasparenti finalizzati a un auspicabile miglioramento dei procedimenti autorizzativi.
- 5.27 Specifiche proposte potrebbero scaturire dalla presente consultazione. Ad esempio, l’Autorità potrebbe incentivare Terna a meccanismi di capacitazione degli *stakeholder* e sensibilizzazione delle amministrazioni locali circa i benefici delle infrastrutture (così come in merito agli effetti negativi della loro mancata o ritardata realizzazione) sul mercato, sul sistema elettrico e sul territorio,³⁸ un aspetto che si ritiene cruciale al fine di contenere il rischio che anche gli iter autorizzativi già conclusi possano essere rimessi in discussione nel corso della fase di realizzazione.

³⁸ In questo senso, può essere citata la partecipazione di Terna al consorzio del progetto di ricerca europeo “Bestgrid” in cui gestori di rete e organizzazioni non governative cooperano con lo scopo di migliorare l'accettazione pubblica a livello locale per i processi di sviluppo della rete, facilitando e velocizzando le procedure di *permitting*. <http://www.bestgrid.eu/project/about.html>

Spunti per la consultazione

- S7. Si condivide la proposta di prevedere un meccanismo transitorio di incentivazione finalizzato all'applicazione diffusa della nuova metodologia CBA 2.0 per tutti i progetti che non sono ancora nello stato di realizzazione e che sono previsti entro il decennio di Piano? Osservazioni sul meccanismo proposto.
- S8. Si condivide la proposta di prevedere un analogo meccanismo finalizzato alla definizione di *target capacity* interzonali? Si condivide l'obiettivo di pervenire a tale definizione entro il 2017?
- S9. Si ritiene possibile e opportuno sviluppare un meccanismo che fornisca incentivi corretti e trasparenti in relazione ai processi di autorizzazione (e alle criticità post-autorizzazione)? Se sì, con quali modalità?

6. Esempi di meccanismi di promozione selettiva *output-based*

- 6.1 Lo scopo di questo capitolo è duplice:
- a. individuare ambiti di possibile intervento della regolazione nelle fasi iniziali del processo di pianificazione e sviluppo degli investimenti;
 - b. delineare in via esemplificativa alcuni possibili meccanismi di incentivazione selettiva degli investimenti.
- 6.2 Gli ambiti di intervento e gli esempi di meccanismi incentivanti intendono rappresentare prime proposte schematiche, da sviluppare ulteriormente attraverso successive consultazioni con i soggetti interessati a partecipare al “cantiere aperto” della nuova regolazione incentivante *output-based*.

Esempi di incentivi selettivi in logica *output-based*: sviluppo della capacità

- 6.3 Una volta identificate le *target capacity* sulla base di uno studio coerente con le indicazioni di ENTSO-E (vd punto 5.19 e seguenti) e con la “CBA 2.0”, un elemento di *output* che potrebbe essere soggetto a specifica incentivazione selettiva è lo sviluppo della capacità addizionale di trasporto fino alla capacità *target*. La scelta, come metrica di *output*, della capacità di trasporto presenta una evidente semplicità (anche di controllo) e pressoché totale³⁹ controllabilità da parte del gestore.
- 6.4 Si prevede di adottare il meccanismo di incentivazione per lo sviluppo della capacità interzonale in via sperimentale a partire dal 1 gennaio 2018. Tale tempistica tiene conto della necessità di implementare il meccanismo incentivante, a valle dell’approvazione della proposta di Terna in merito alle *target capacities*, prospettata nel corso del 2017 (vd punto 5.24).
- 6.5 Il premio sarebbe differenziato per ciascuna *target capacity* in modo tale da tenere conto di una *proxy* dei benefici riferita ai segnali di mercato nei due anni precedenti l’intervento. Il premio sarebbe maggiore per gli incrementi di capacità relativi a sezioni (orientate) di rete caratterizzate da un elevato livello di congestione, mentre sarebbe nullo per sezioni caratterizzate da assenza di congestione.
- 6.6 Si propone di individuare un premio massimo, corrisposto al gestore *una tantum*, pari al 50% del costo di congestione registrato su sezioni (orientate) della rete rilevante⁴⁰ negli ultimi 24 mesi. Il premio massimo teorico pertanto sarebbe pari

³⁹ Si può considerare che eventuali affinamenti dei valori di capacità a seguito di future variazioni di generazione e carico rispetto alle ipotesi assunte siano controllabili con una valutazione resiliente degli scenari futuri e delle relative incertezze.

⁴⁰ Per esempio, l’incremento di capacità in direzione dalla zona Centro-Nord alla zona Centro-Sud verrebbe premiato sulla base delle congestioni per i flussi dalla zona Centro-Nord alla zona Centro-Sud, mentre l’incremento di capacità in direzione dalla zona Centro-Sud alla zona Centro-Nord verrebbe premiato sulla base delle congestioni per i flussi dalla zona Centro-Sud alla zona Centro-Nord.

a un anno di rendita di congestione completamente risolta. Si preferisce distribuire il calcolo di tale premio su due anni per ridurre l'eventuale impatto di effetti annuali occasionali (es, condizioni anomale di rete e situazioni atipiche di generazione e carico, es. idraulicità, producibilità da fonti rinnovabili, ondate di calore o di freddo intenso, etc). Gli ammontari storici della rendita di congestione interzonali sono riportati in Appendice B.

- 6.7 Il premio verrebbe corrisposto per ciascun intervento con aumento di capacità come quota parte del premio massimo teorico, in proporzione al rapporto tra l'incremento di capacità realizzato e l'incremento obiettivo (pari alla differenza tra la *target capacity* e la capacità di trasporto disponibile al 31 dicembre 2017). In caso di due o più interventi sulla stessa sezione con capacità finale superiore alla *target capacity*, il premio totale sarebbe riconosciuto per il 100% dell'incremento obiettivo.
- 6.8 Un aspetto di implementazione da valutare attentamente è quale capacità di trasporto assumere a riferimento. Mentre la capacità "*winter peak*" è la scelta più immediata,⁴¹ si dovrebbe tenere adeguatamente conto di differenze di capacità nei diversi momenti di configurazioni di generazione, soprattutto a fonti rinnovabili, e carico (es. *weekend* a basso carico) in relazione alle necessarie esigenze di sicurezza e all'avanzamento della "smartizzazione" della rete di distribuzione.⁴²
- 6.9 Ai fini della verificabilità a posteriori degli *output* (vd punto 4.11 e seguenti), è necessario che la capacità di trasporto *winter peak* sia effettivamente resa disponibile al mercato (ovviamente nelle ore di elevato carico del periodo invernale di picco, che corrisponde convenzionalmente ai sette mesi da ottobre ad aprile), con limitazioni legate solo ai normali processi di manutenzione delle linee. In questo senso, verrebbe monitorata l'effettiva disponibilità della capacità. A seguito di eventuali situazioni anomale, l'Autorità potrebbe avviare procedimenti di indagine, finalizzati a valutare se procedere alla restituzione dell'incentivo (o di una sua quota).
- 6.10 Si ritiene che, in fase di prima applicazione, per evitare sovrapposizioni di più meccanismi incentivanti, il meccanismo possa essere applicato con esclusivo riferimento agli interventi che non sono oggetto delle misure di transizione per il superamento graduale dell'incentivazione *input-based* di cui al capitolo 3.
- 6.11 Per quanto riguarda l'interconnessione con l'estero, considerati i significativi incrementi di capacità già in corso di realizzazione, è da valutare sulla base della CBA 2.0 se, una volta esaurita la transizione dell'incentivazione *input-based*, un meccanismo simile possa essere applicato anche con riferimento alla capacità di

⁴¹ La capacità "*winter*" trova generalmente applicazione in sette mesi dell'anno (da ottobre ad aprile), mentre la capacità "*summer*" si limita generalmente a quattro mesi, considerando un mese circa di possibili limitazioni associate a interventi di manutenzione programmata.

⁴² Le proposte dell'Autorità in tal senso sono pubblicate nel documento per la consultazione n. 255/2015/R/EEL, in cui si analizzano anche i potenziali benefici per i costi di dispacciamento.

interconnessione addizionale rispetto al raggiungimento della *NTC target* sulle diverse frontiere. In questo caso, il premio massimo potrebbe essere determinato dall’Autorità, tenendo conto anche delle variazioni di rendita di congestione che ci si aspetta debbano intervenire per effetto della realizzazione di capacità addizionale di interconnessione.

- 6.12 L’utilizzo proposto delle rendite di congestione per “*aumentare le capacità di interconnessione attraverso investimenti nella rete, in particolare nei nuovi interconnettori*” risulterebbe in linea con l’articolo 16, comma 6(b), del Regolamento 714/2009.

Esempi di incentivi selettivi in logica output-based: efficienza di realizzazione

- 6.13 La transizione verso una logica di remunerazione della spesa totale (*totex*) richiederà la definizione di una *baseline* per il costo a fronte dell’identificazione di specifici *output*. Un possibile schema incentivante, finalizzato all’efficienza degli investimenti, che potrebbe essere adottato in via interinale già nel NPR1, potrebbe essere basato sul risparmio di costo rispetto alla *baseline di costo per unità di output*.
- 6.14 L’incentivo consisterebbe nel riconoscere un premio al gestore della rete che sia una frazione dei risparmi ottenuti rispetto alla *baseline*, su un dato perimetro di investimenti omogenei.
- 6.15 Una volta individuato il *set* di investimenti da sottoporre a questo meccanismo, la *baseline di costo per unità di output* dovrebbe essere stabilita *ex ante* prendendo a riferimento i costi di investimenti unitari, basati su costi storici opportunamente rivalutati per tenere conto dell’inflazione. Potrebbero essere considerati come riferimento, per quanto possibile, anche gli *Unit investment cost* pubblicati da ACER. L’analisi della spesa totale potrebbe inoltre utilizzare le stime *standard* di Terna per i costi di esercizio (1,5% all’anno dei costi di investimento per linee aeree).
- 6.16 Il meccanismo di incentivazione sarebbe vincolato e attivato all’effettivo raggiungimento, nei tempi prestabiliti, dell’obiettivo di *output* stabilito per quel *set* di investimenti, misurato ad esempio in capacità annuale “*winter peak*” (MW). In questo esempio la *baseline di costo per unità di output* sarebbe espressa in milioni di euro per MW realizzato (M€MW).
- 6.17 In via sperimentale, un simile meccanismo potrebbe essere applicato agli interventi classificati I=2 di maggiore dimensione, sottoposti a preventiva CBA 2.0 (vd punto 5.11 e seguenti), selezionati da Terna e sottoposti all’approvazione dell’Autorità. Potrebbero essere incluse soluzioni innovative⁴³ in grado di assicurare un aumento stabile della capacità. La proposta di selezionare investimenti I=2 considera da una parte il fatto che per tali investimenti non si prevede di proseguire il meccanismo di incentivazione *input-based* attualmente

⁴³ Ad esempio l’utilizzo di PST (*Phase Shifting Transformer*) o di soluzioni di *Dynamic Thermal Rating*.

in vigore e dall'altra che si presume che tali investimenti abbiano una minore varianza al loro interno e quindi presentino costi effettivi più rispondenti a valori unitari di investimento.

- 6.18 Il meccanismo di incentivazione riguarderebbe i risparmi di costo di investimento rispetto alla “*baseline di costo per unità di output*” definita *ex ante*. Tali risparmi potrebbero essere assegnati a Terna in una misura percentuale adeguata a indurre comportamenti efficienti, pari ad esempio al 10%.⁴⁴ Eventuali contributi esterni verrebbero dedotti nel calcolo della *baseline di costo per unità di output*, in modo da dare attuazione all'indicazione della deliberazione 483/2014/R/EEL (punto 1.4, lettera d) del presente documento.
- 6.19 Per tenere conto adeguatamente dei benefici attesi, sembra appropriato modulare la percentuale di risparmio di costi assegnata a Terna in relazione al rapporto tra i benefici attesi e la *baseline* di costo (B/Cbase) dell'insieme di progetti effettivamente realizzati. Indicativamente, la percentuale del 10% indicata al punto 6.18 potrebbe essere elevata al 15% se B/Cbase è maggiore di 2,0 e al 20% se B/Cbase è maggiore di 2,5÷3,0 (con soglie da identificare congruamente con la proposta del precedente punto 4.7).
- 6.20 Questo meccanismo incentivante verrebbe dismesso con l'entrata in vigore della modalità di riconoscimento dei costi basata sulla spesa totale (*totex*).

Esempi di incentivi selettivi in logica output-based: riduzione della vulnerabilità

- 6.21 Un ulteriore meccanismo di regolazione potrebbe riguardare la vulnerabilità del sistema a fronte di eventi eccezionali (su cui l'Autorità ha già fatto alcune proposte nel documento per la consultazione 415/2015/R/EEL, capitoli 6 e 17).
- 6.22 La limitata prevedibilità e misurabilità dell'*output* finale percepito dagli utenti (indisponibilità dell'alimentazione per periodi prolungati) richiede però l'utilizzo di metriche alternative. Ad esempio, una metrica potrebbe essere la quantità “a rischio” di energia prelevata.
- 6.23 Per la rete di trasmissione, tale indicatore (espresso in MWh/anno) potrebbe essere definito, inizialmente per le sole cabine primarie (CP) con alimentazione in antenna, in termini di potenza netta prelevata dai clienti finali sottesi in condizioni di picco di domanda (MW), moltiplicata per l'indisponibilità non programmata delle linee AT (h/anno/km) e per la lunghezza del tratto di linea in antenna (km). L'indicatore verrebbe poi affinato facendo riferimento a tassi di indisponibilità differenziati, ad esempio per montagna/collina/pianura e per frequenza di accadimento di eventi meteorologici eccezionali, e potrebbe essere

⁴⁴ Nel meccanismo simile adottato dal regolatore francese, la percentuale assegnata all'operatore di trasmissione è 5%. Si veda la deliberazione CRE 26 marzo 2015 “*mécanisme d'incitations financières du projet d'interconnexion Savoie-Piémont*”.
<http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/interconnexion-savoie-piemont/consulter-la-deliberation>

pesato alla luce della percentuale di controalimentabilità delle reti MT da parte delle imprese distributrici.⁴⁵

- 6.24 L’Autorità ha preliminarmente analizzato la sovrapposizione con altri meccanismi ed in particolare quelli per la qualità del servizio. In linea di principio, non si ritiene significativa la sovrapposizione tra incentivazione della qualità (focalizzata su fenomeni di effettiva disalimentazione) e incentivazione della vulnerabilità (focalizzata sul rischio di possibili disalimentazioni nelle zone in cui la rete è meno magliata). La sovrapposizione tra meccanismo di incentivazione della qualità del servizio e meccanismo proposto per la riduzione della vulnerabilità appare pertanto limitata: l’energia a rischio per le CP in antenna non corrisponde alla ENS effettiva.
- 6.25 Eventuali meccanismi di incentivazione per la riduzione della vulnerabilità strutturale potrebbero essere correlati alla riduzione dell’indicatore di “energia prelevata a rischio” nel corso del periodo regolatorio e ai costi medi di investimento sostenuti ad esempio per l’eliminazione di “antenne”. Il meccanismo incentivante sarebbe applicabile per tutto il periodo regolatorio, a valle della definizione del meccanismo, delle relative metriche e livelli di partenza (che potrebbe richiedere uno-due anni).

Altri potenziali output

- 6.26 Gli *output* considerati negli schemi esemplificativi (capacità di trasporto, costi di realizzazione e conseguenti impatti sulle tariffe, vulnerabilità) non esauriscono ulteriori considerazioni sui molteplici *output* del servizio di trasmissione. Un elenco di *output* del servizio di trasmissione potrebbe includere altri aspetti tra cui ad esempio:
1. i costi associati ai servizi di dispacciamento;
 2. la tempestività delle connessioni;
 3. i distacchi di generazione, in particolare eolica;
 4. il volume delle perdite della rete di trasmissione nazionale;
 5. l’invecchiamento (*ageing*) delle linee e il volume di manutenzione degli *asset*.
- 6.27 L’Autorità intende valutare le risposte alla consultazione riguardo ulteriori metriche di *output*, meritevoli di specifica incentivazione, tenendo presente che gli aspetti relativi alla qualità del servizio (inclusi i profili di qualità della tensione) sono stati già oggetto di consultazione come indicato al precedente punto 4.27.

⁴⁵ Ai sensi del punto 2.5.4.1.1 del Codice di rete, le imprese distributrici forniscono a Terna entro il 30 luglio di ogni anno informazioni riguardo la potenza attiva/reattiva richiesta sulle cabine primarie nelle situazioni tipiche di carico (diurno/notturno invernale ed estivo). Con l’articolo 10ter, comma 1, della deliberazione ARG/elt 341/07, l’Autorità ha previsto un’integrazione di tale comunicazione con la stima del valore della potenza massima che l’impresa distributtrice è in grado di fornire in schema di rete normale come controalimentazione e altri parametri utili a “mappare” il rischio di disalimentazioni.

- 6.28 In particolare, anche in vista dell'applicazione della metodologia di riconoscimento dei costi totali (*totex*), l'Autorità intende infine avviare una valutazione degli investimenti di rinnovo, dei costi associati alla manutenzione e delle potenziali criticità in termini di invecchiamento delle infrastrutture di rete, sulla base di alcune interessanti esperienze internazionali.⁴⁶

Spunti per la consultazione

- S10. Si ritiene opportuno sviluppare un meccanismo di incentivazione relativo alle capacità *target*? Quali modifiche andrebbero apportate all'esempio presentato e per quali motivi?
- S11. Si ritiene opportuno sviluppare un meccanismo di incentivazione relativo all'efficienza di realizzazione degli investimenti in via interinale prima dell'introduzione delle metodologie *totex*? Quali modifiche andrebbero apportate all'esempio presentato e per quali motivi? Si condivide la proposta di applicare nel corso del NPR1 tale meccanismo a un set di investimenti I=2 selezionati in base ai risultati delle analisi costi benefici?
- S12. Si ritiene opportuno sviluppare un meccanismo di incentivazione relativo alla vulnerabilità strutturale? Si ritiene che l'indicatore proposto sia appropriato, misurabile e oggettivamente riscontrabile?
- S13. Si ritiene che siano stati sufficientemente individuati ed analizzati i principali *output* del servizio di trasmissione? Quali altri aspetti, inclusi quelli citati al punto 6.26, sono rilevanti come *output*?
- S14. Si hanno altre proposte per meccanismi incentivanti relativi ad altri *output* considerati rilevanti?

⁴⁶ Si veda ad esempio la metodologia NOM *Network Output Measure* predisposta da NGC (principale operatore di trasmissione in UK), pubblicata sul sito di Ofgem: www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/54025/proposed-network-output-measure-methodology-issue-redacted.pdf

7. Sintesi e prossimi passi

Coerenza del quadro regolatorio con la pianificazione decennale

- 7.1 Come già indicato nel capitolo 4 in relazione alle analisi costi-benefici e al loro ruolo di “ulteriore identificazione delle priorità da promuovere” e di coerente base di costo da impiegare per l’applicazione della metodologia *Totex*, l’Autorità intende mantenere la coerenza del quadro regolatorio di tariffe e incentivi con l’approccio di pianificazione della rete di trasmissione basata su Piani di Sviluppo e metodologia CBA.
- 7.2 In tale contesto, l’Autorità prevede di proseguire la propria valutazione sullo schema di PdS 2015, incluso il processo di consultazione pubblica, da avviarsi parallelamente alla presente consultazione. L’Autorità sta esaminando lo schema di PdS 2015 anche in relazione alla rispondenza alle prescrizioni dell’Autorità in merito ai requisiti minimi di trasparenza e completezza del Piano (sezione 2 dell’Allegato A al parere 214/2013/I/EEL) e a tale scopo ha richiesto a Terna di fornire un set minimo di dati coerente e facilmente fruibile dagli *stakeholder* interessati a partecipare al processo di consultazione.
- 7.3 In relazione alla “CBA 2.0”, l’Autorità intende valutare le osservazioni ricevute (sia in risposta al presente documento sia in fase di consultazione dello schema di PdS 2015) e, come già indicato nel parere 21 maggio 2015, 238/2015/I/EEL, proseguire il confronto tra gli uffici dell’Autorità e Terna in materia di CBA prima di aggiornare nei primi mesi del 2016 le proprie prescrizioni e raccomandazioni per la predisposizione del piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

Sintesi dei meccanismi esaminati in questo documento e prossimi passi

- 7.4 Il grafico seguente illustra le tempistiche previste per l’introduzione dei meccanismi incentivanti proposti, sia quelli nuovi di tipo *output-based* (presentati nel precedente capitolo 6 e soggetti a ulteriori consultazioni di affinamento nel 2016) sia quelli esistenti di tipo *input-based*, il cui superamento è stato delineato nel capitolo 3.
- 7.5 In relazione all’ipotesi, in corso di valutazione (si veda il punto 1.8), di una durata del prossimo periodo regolatorio di otto anni (articolato in due parti NPR1 e NPR2 da quattro anni ciascuna), nel grafico sono indicate con linee tratteggiate le possibili estensioni delle scadenze rispetto all’ipotesi iniziale di un periodo regolatorio di sei anni.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Meccanismi input-based (vd cap.3)								
Incentivazione I=3	extra WACC 1% se vengono rispettati i tempi							
Strumenti propedeutici (vd cap.4-5)								
CBA 2.0		PdS 2017	PdS2018					
Target capacity interzonale		approvaz.						
Permitting		da definire in via sperimentale						
Meccanismi output-based (vd cap.6)								
Riduz.vulnerabilità		il premio viene riconosciuto anno per anno						
Capac.interzonale		il premio viene riconosciuto anno per anno						
Efficienza di realizzazione			fino all'introduzione Totex					
Altri output					da definire			

- 7.6 L'Autorità intende valutare le risposte alla presente consultazione e pubblicare un documento per la consultazione con orientamenti finali relativi al quinto periodo di regolazione, incluso il superamento graduale della regolazione di tipo *input-based*, nel mese di novembre 2015. Per quanto rilevante, l'Autorità terrà inoltre conto delle osservazioni ricevute in risposta alle altre consultazioni relative al quinto periodo di regolazione in materia di qualità del servizio di trasmissione. La deliberazione relativa al quinto periodo di regolazione è prevista nel mese di dicembre 2015.
- 7.7 Nel corso del 2016 l'Autorità prevede di presentare in opportune consultazioni i propri orientamenti finali sui meccanismi di incentivazione selettiva di tipo *output-based* delineati in modo esemplificativo nel capitolo precedente.

Appendici

Appendice A. Sintesi delle risposte alla consultazione 5/2015/R/EEL

Nelle osservazioni al documento per la consultazione 5/2015/R/EEL, Terna ha ripercorso l'evoluzione della regolazione del settore trasmissione a partire dal 2000, a seguito della contestuale evoluzione del sistema elettrico italiano. Terna ha evidenziato effetti positivi indicando i seguenti parametri e metriche:

- l'andamento (in riduzione) dei costi operativi di trasmissione;
- l'andamento (in aumento) degli investimenti medi annui;
- la progressiva rimozione dei colli di bottiglia presenti nella RTN che ha contribuito a ridurre il differenziale di prezzo tra le zone di mercato (con potenziale indicatore il numero di ore con allineamento dei prezzi zonali);
- lo sviluppo delle fonti rinnovabili (la cui connessione è stata resa possibile anche dallo sforzo realizzativo di Terna);
- la sensibile diminuzione dei costi per il mercato dei servizi di dispacciamento.

Terna ha richiamato, fra gli auspicabili obiettivi generali dell'intervento regolatorio, la certezza e la stabilità regolatoria, unitamente alla necessità che il Regolatore mantenga la propria credibilità intertemporale, evitando traumatiche soluzioni di continuità potenzialmente in grado di distruggere valore ed aumentare la volatilità regolatoria, comportando un incremento del costo del capitale a parità di risorse richieste al mercato.

Con riferimento alla selettività degli investimenti, Terna ha manifestato la propria piena adesione all'obiettivo. Terna si è altresì resa pienamente disponibile ad affinare, ove ritenuto opportuno dall'Autorità e dal Ministero dello Sviluppo Economico, le metodologie di valutazione, per adeguarle al mutato contesto di riferimento e per allinearle alle omologhe metodologie recentemente definite in ambito europeo.

Terna ha evidenziato che la numerosità e l'ampiezza delle fasi di consultazione e verifica dei Piani di Sviluppo e delle priorità di intervento, sia in ambito nazionale che europeo, sta comportando un progressivo allungamento dei tempi medi di approvazione dei Piani di Sviluppo (attualmente oltre 3 anni in Italia). Tali tempistiche si sommano alla durata dei procedimenti autorizzativi dei singoli progetti di nuove linee di trasmissione (in media 6-7 anni), con la conseguente difficoltà a rispondere tempestivamente ad eventuali nuove ed urgenti esigenze di sviluppo del sistema infrastrutturale nazionale ed europeo.

Terna ha ritenuto che l'efficienza perseguita dal procedimento sia principalmente quella riferita alla realizzazione di nuovi investimenti. Terna è in linea di principio favorevole

all'introduzione di meccanismi che esplicitino o rafforzino tale tensione, pur cosciente della significative difficoltà implementative, legate in particolare alle numerose e significative specificità di molti degli impianti da realizzare, alla varietà delle situazioni territoriali da affrontare ed alla necessità di conciliare l'obiettivo di efficienza con un rigoroso presidio della qualità nel lungo termine. Terna ha ribadito la disponibilità a valutare – inizialmente in forma sperimentale su un sottoinsieme di interventi – l'introduzione di detti meccanismi, purché si tenga debito conto delle complessità.

In materia di sviluppo infrastrutturale, Terna ha osservato che:

- le consultazioni del Piano di Sviluppo hanno fatto emergere la resistenza del mondo della generazione a molti degli investimenti di aumento della capacità di trasporto tra le zone e con Paesi esteri;
- il richiamo alla necessità di sviluppare metriche solide e controllabili, nonché di valorizzare *ex-ante* i benefici associati agli *output* desiderati, è condivisibile. Terna ha osservato come le metriche debbano essere coerenti con gli ambiti di responsabilità dei soggetti regolati. È infatti pacifico che un meccanismo incentivante può indurre comportamenti virtuosi solo nella misura in cui il soggetto regolato può attivamente incidere, con il proprio operato, sulla metrica adottata. Ove invece il risultato è frutto, in misura rilevante, di fenomeni esogeni, l'eventuale decisione da parte del soggetto regolato di sottoporsi al meccanismo incentivante si riduce, nei fatti, ad una mera scommessa, poiché lo stesso non può fare affidamento sugli effetti derivanti dalle potenziali azioni volte a migliorare gli *output*. In tale ottica, l'ipotesi di introdurre menu di regolazione che consentano agli operatori di scegliere se aderire o meno a tali meccanismi incentivanti appare poco convincente e non sufficiente a superare criticità che possono essere eventualmente risolte solo a valle di un'analisi approfondita;
- il tema della regolazione *output-based* appare, anche alla luce delle esperienze europee, decisamente complesso ed ha un *track record* ancora troppo incerto per ritenere che possa essere introdotto in modo massivo senza un'adeguata riflessione;
- la prefigurata incentivazione *output-based*, debba essere attentamente valutata anche alla luce delle relative ineludibili complessità gestionali, di cui si potrà avere contezza solo a valle di una ponderata riflessione e di un'adeguata sperimentazione.

Sono nel seguito sintetizzate le risposte degli altri operatori (che in alcuni casi⁴⁷ non hanno riguardato lo sviluppo del servizio di trasmissione) in materia di sviluppo infrastrutturale e incentivazione *output-based*.

⁴⁷ Si tratta delle risposte di A2A, ACEA, Assoelettrica, Confcommercio, FederUtility, Raiffeisen, SET, Telecom e Youtrade.

AICEP suggerisce che i meccanismi incentivanti siano focalizzati sulla realizzazione in tempi certi di investimenti ad alto contenuto strategico in uno scenario di regolazione più selettiva degli investimenti infrastrutturali.

AIGET non condivide le proposte che fanno riferimento all'introduzione di un principio di "*welfare*" nella regolazione tariffaria (potenzialmente incompatibile con i poteri conferiti ad AEEGSI dalla relativa legge istitutiva), indicando che i criteri delle tariffe dovrebbero riguardare esclusivamente l'efficienza economica e di *performance*.

Come ulteriore elemento, AIGET ha segnalato che il documento per la consultazione 5/2015/R/EEL ha indicato alcune stime di domanda e potenza, in previsione degli scenari futuri, che fanno riferimento al piano decennale di Terna (il quale prospetta per il 2023 tra i 339 e i 370 TWh di domanda, con aspettative di potenza tra i 63 e 68 GW)⁴⁸. AIGET ritiene purtroppo molto plausibile il rischio che i numeri su cui si baseranno gli obiettivi non tengano ancora in adeguato conto il recente scenario di decrescita.

ANIE auspica che il nuovo approccio tariffario legato a logiche selettive e *output-based* sia di impulso agli investimenti nello sviluppo infrastrutturale e nella sperimentazione di tecnologie innovative, in alcuni casi alternative ai tradizionali interventi di potenziamento delle reti di trasmissione e distribuzione. Proprio a nuovi meccanismi di incentivo legati a questo tipo di intervento potrebbe essere riservata l'applicazione delle logiche *output-based*, così come prospettato al punto 10.8 del documento per la consultazione 5/2015/R/EEL.

AssoRinnovabili, per quanto riguarda l'infrastruttura di trasmissione, apprezza l'esplicito riferimento all'integrazione delle fonti rinnovabili, tra i benefici su cui sviluppare la nuova regolazione tariffaria: AssoRinnovabili ha da sempre seguito con attenzione i temi legati allo sviluppo della rete di trasmissione per la connessione, in particolare per l'integrazione degli impianti da fonti rinnovabili (si pensi ad esempio allo studio "Rete e Vento – Lo sviluppo della rete elettrica italiana per la connessione e l'integrazione della fonte eolica" del maggio 2011) evidenziando varie criticità e inefficienze che hanno notevolmente rallentato le procedure di connessione e di necessario potenziamento della rete, incidendo ancora oggi sull'esercizio di non pochi impianti, attraverso la loro modulazione. AssoRinnovabili auspica che quanto prospettato per il nuovo periodo di regolazione risolva definitivamente i problemi evidenziati in precedenza.

Confapi Industria indica condivisibile un'impostazione che conduca ad un sistema di regolazione e remunerazione basato sulle performance delle imprese ("*output-based*"), tale da garantire la minimizzazione dei costi complessivi del servizio e da produrre benefici in termini di ammodernamento della rete.

⁴⁸ Il riferimento specifico è al punto 3.6 del documento.

Confindustria condivide l'orientamento dell'Autorità volto a perseguire una maggiore selettività nello sviluppo delle infrastrutture nazionali e locali attraverso l'introduzione di logiche di incentivazione *output-based*. A tal fine chiede che la tematica coinvolga operativamente tutti gli *stakeholder* attraverso la costituzione di specifici tavoli di lavoro, per elaborare metriche condivise e individuare grandezze chiaramente misurabili e trasparenti che consentano una corretta valorizzazione ex ante dei benefici associati ai relativi output richiesti. Confindustria non ritiene infatti che una valutazione ex post degli impatti degli investimenti di sviluppo possa correttamente incentivare ex ante la scelta di effettuare o meno un determinato investimento di sviluppo, considerato che l'effetto economico dell'incentivo si evidenzerebbe solo molti anni dopo la decisione di investire, con particolare riferimento allo sviluppo delle grandi infrastrutture nei settori regolati.

Edison è favorevole all'introduzione di una logica di valutazione degli investimenti infrastrutturali di tipo *output-based* ed evidenzia l'importanza che, sulla base del modello recentemente implementato in Gran Bretagna, sia lasciato ampio spazio al dialogo con gli *stakeholders* del mercato nella definizione degli output sulla cui base valutare i risultati ottenuti degli operatori. Questo sarà fondamentale per consentire l'identificazione di investimenti effettivamente necessari al sistema nella sua interezza.

Con riferimento all'incentivazione dei nuovi investimenti sulla rete, Enel accoglie con favore la proposta dell'Autorità di introdurre meccanismi di incentivazione del tipo *output-based*. Enel propone la costituzione di un tavolo tecnico tra imprese e Autorità, al fine di delineare la metrica del meccanismo regolatorio ed identificare le relative grandezze obiettivo.

Appendice B. Dati di sintesi sullo sviluppo del sistema di trasmissione 2000-2015

Sviluppo della rete

(valori di lunghezza chilometrica delle terne pubblicati da GRTN e Terna nei rapporti statistici annuali, incluse reti non RTN a 132-150 kV e numero stazioni elettriche RTN, dati pubblicati da Terna nei rapporti annuali a partire dal 2007)

Km	2000	2003	2007	2010	2014
Rete 380 kV	9782	9891	10618	10713	10996
Rete 220 kV	11980	11705	11413	11284	10935
132-150 kV	44046	44840	45378	45758	46575
Totale	65808	66436	67409	67755	68506

Nota: i dati 2011 non sono riportati, perché apparentemente inconsistenti

Numero stazioni	2007	2011	2014
Stazioni 380 kV	130	144	159
Stazioni 220 kV	148	154	154
Stazioni 132-150 kV	95	130	185
Totale	373	428	498

Domanda nazionale di energia elettrica

(valori pubblicati da Terna e GRTN nei rapporti statistici annuali⁴⁹)

TWh/anno	2000	2003	2007	2011	2014
Nord	164,8	176,5	186,7	182,3	172,5
Centro	54,0	58,2	62,2	60,6	56,2
Sud	48,7	53,1	56,5	57,8	53,2
Isole	31,0	32,8	34,5	33,9	28,6
Domanda	298,5	320,7	339,9	334,6	310,5

Potenza richiesta alla punta

(valori pubblicati da GRTN e Terna nei rapporti statistici)

GW	2000	2003	2007	2011	2014
Invernale	49,0	53,4	56,8	-	-
Estiva	-	-	-	56,5	51,6

Nota: nel 2006 e in ciascun anno 2008-2014, il picco è stato registrato in estate

⁴⁹ Sono utilizzati i raggruppamenti utilizzati nei rapporti statistici Terna. Nord corrisponde a Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria ed Emilia Romagna. Centro corrisponde a Toscana, Umbria, Marche e Lazio. Sud corrisponde a Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata e Calabria. Isole sono Sicilia e Sardegna.

Potenza installata netta degli impianti di generazione

(valori pubblicati da GRTN e Terna nei rapporti statistici annuali)

GW	2000	2003	2007	2011	2014
Termica	54,2	56,0	69,0	76,3	72,4
Idrica	20,3	20,7	21,2	21,7	22,1
Geotermica	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8
Eolica	0,4	0,9	2,7	6,9	8,7
Fotovoltaica	0,0	0,0	0,1	12,8	18,6
Totale	75,5	78,3	93,6	118,4	121,8

Produzione lorda degli impianti di generazione

(valori pubblicati dall'Autorità nelle relazioni annuali)

TWh/anno	2000	2003	2007	2011	2014
Termica	218,6	238,3	258,4	217,7	156,7
Bio/rifiuti	1,9	4,5	7,2	10,8	17,7
Pompaggi	6,7	7,6	5,6	1,9	1,7
Idrica nat.	44,2	36,7	33,5	45,8	57,0
Geotermica	4,7	5,3	5,6	5,7	5,9
Eolica	0,6	1,5	4,1	9,9	15,1
Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0	10,8	23,7
Totale	276,6	293,9	314,4	302,6	277,7

Mancata produzione eolica

(valori in GWh/anno e in percentuale della produzione eolica, dati pubblicati da Terna nei Piani di Sviluppo)

	2009	2011	2014
Mancata produzione eolica (GWh/anno)	700	230	90
Produzione eolica (GWh/anno)	6542	9856	14048
Percentuale	10,7%	2,3%	0,7%

Perdite sulla rete di trasmissione

(valori in TWh/anno e percentuale, dati pubblicati da Terna nei rapporti di sostenibilità)

Perdite	2007	2011	2014
Valore assoluto (TWh/anno)	4,489	4,633	4,611
Percentuale della richiesta di energia	1,3%	1,4%	1,5%

Capacità di interconnessione con l'estero

(valori in importazione "winter peak" pubblicati da GRTN, Autorità, Ministero, Terna in Relazione tecnica alla deliberazione 179/99, Piano Triennale di Sviluppo 2001, Allegato A alla deliberazione 190/02, Decreto ministeriale 15 dicembre 2006, Decreto ministeriale 14 dicembre 2010, piani di sviluppo 2014 e 2015)

MW	2000 (gen / dic)	2003	2007	2011	2014=2015
Francia	2000/2100	2650	2650	2650	3150
Svizzera	2900/3000	3050	3890	4240	4240
Austria	200/220	220	220	220	315
Slovenia	300/380	380	430	430	730
Grecia	0	n.d. ⁵⁰	500	500	500
Totale	5400/5700	6300	7690	8040	8935

Importazione dall'estero ed esportazione verso l'estero

(valori pubblicati da Terna e GRTN nei rapporti statistici)

Import (TWh/anno)	2000	2003	2007	2011	2014
Francia	16,2	18,1	15,0	14,3	15,5
Svizzera	22,2	26,0	28,8	25,6	24,4
Austria	2,0	1,7	1,4	1,1	1,5
Slovenia	4,5	4,5	3,2	4,8	5,2
Grecia	0,0	1,1	0,2	1,6	0,1
Totale	44,8	51,5	48,6	47,3	46,7

Export (TWh/anno)	2000	2003	2007	2011	2014
Francia	0,4	0,4	1,2	1,0	0,7
Svizzera	0,0	0,0	0,1	0,4	0,8
Austria	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Slovenia	0,1	0,0	0,3	0,1	0,1
Grecia	0,0	0,0	1,1	0,2	1,3
Totale	0,5	0,5	2,6	1,7	3,0

⁵⁰ Il collegamento HVDC Italia-Grecia entrato in esercizio nel 2002 (massima capacità di trasporto 500 MW) è stato limitato in relazione al mancato completamento della linea Matera – Santa Sofia.

Capacità di trasporto interzonali

(valori “*winter peak*” pubblicati da GRTN nel documento individuazione zone di gennaio 2004 e da Terna nei documenti relativi ai limiti di transito rev10, rev15 e rev20)

	2004	2007	2011	Gen 2015
Nord - Centro Nord	2800	3200	3700	3400/3700
Centro Nord - Nord	900	1200	1200	1200/2400
Centro Nord - Centro Sud (Piomb.)	1600	1300	1300	1300/2100
Centro Sud - Centro Nord (Piomb.)	2300	2300	2300	2700
Centro Sud - Sud	2200	2200	Illimitato	Illimitato
Sud - Centro Sud	2200	3100/3900	3300/4100	3700/4500
Sud - Foggia	n.a.	Illimitato	Illimitato	Illimitato
Foggia - Sud	n.a.	0/1200	400/2000	800/2500
Sud - Rossano	Illimitato	Illimitato	Illimitato	Illimitato
Rossano - Sud	4300/5000	5600	1200/2250	1400/2450
Sud (Rossano) - Brindisi	Illimitato	Illimitato	Illimitato	Illimitato
Brindisi - Sud (Rossano)	Illimitato	5200	n.d./5200	4400/5300
Rossano - Calabria	200	Illimitato	n.a.	n.a.
Calabria - Rossano	Illimitato	Illimitato	n.a.	n.a.
Rossano (Calabria) - Sicilia	700	100	100	100
Sicilia - Rossano (Calabria)	350/600	250/600	250/600	250/600
Sicilia - Priolo	Illimitato	Illimitato	Illimitato	Illimitato
Priolo - Sicilia	795	815	815	950/1250
Centro Sud - Sardegna	0	0	270/870	720/1020
Sardegna - Centro Sud	0	0	300/1050	900/1200

Nota: nel 2004 la struttura zonale prevedeva il polo di Piombino tra Centro Nord e Centro Sud. Nel 2004-2007 la struttura zonale prevedeva il polo di Brindisi connesso “in antenna” al polo di Rossano, pertanto i valori Rossano-Sud non sono tra loro confrontabili. Inoltre era presente la zona fisica Calabria. La struttura zonale è stata modificata nel 2008 all’assetto attuale, che include il polo di Foggia, non presente nel 2004. Per alcune sezioni il limite di transito 2015 dipende dalla differenza tra il fabbisogno e la produzione fotovoltaica della zona esportatrice. In altri casi, il limite dipende dalla completa disponibilità di risorse per il sistema di telescatto oppure dalle risorse disponibili e asservite al dispositivo EDA.

Scambi netti di energia elettrica tra alcune aree territoriali

(valori in TWh/anno, dati pubblicati da GRTN e Terna nei rapporti statistici annuali)

TWh/anno (netti da area 1 a 2)	2004	2007	2011	2014
TO+MI+VE - Firenze	26,1	22,8	15,5	16,1
Firenze - TO+MI+VE	negativo	negativo	negativo	negativo
Firenze - Roma	9,2	7,3	negativo	negativo
Roma - Firenze	negativo	negativo	1,4	1,6
Roma - Napoli	1,0	negativo	negativo	negativo
Napoli - Roma	negativo	6,7	14,0	10,6
Napoli - Palermo	negativo	negativo	negativo	negativo
Palermo - Napoli	2,7	1,4	0,8	1,5
Roma - Cagliari	n.a.	n.a.	negativo	negativo
Cagliari - Roma	n.a.	n.a.	0,2	3,5

Nota: l'area territoriale di Firenze comprende Emilia Romagna e Toscana. L'area territoriale di Roma comprende Lazio, Umbria, Marche, Abruzzo e Molise. L'area territoriale di Napoli comprende Campania, Puglia, Basilicata e Calabria. L'area territoriale di Palermo corrisponde alla Sicilia. L'area territoriale di Cagliari corrisponde alla Sardegna. Gli scambi fisici Napoli – Palermo corrispondono ai flussi MGP sulla sezione di mercato Rossano (o Calabria) - Sicilia (salvo aggiustamenti dopo MGP). Gli scambi fisici Roma – Cagliari corrispondono ai flussi MGP sulla sezione di mercato Centro Sud - Sardegna. Gli scambi fra le altre aree territoriali non sono immediatamente confrontabili con flussi MGP tra zone di rete rilevante per la differente aggregazione regionale.

Esiti del mercato del giorno prima, flussi tra zone della rete rilevante
(dati pubblicati nel Rapporto 428/2014/I/EEL in materia di monitoraggio dei mercati)

TWh/anno	Flusso (TWh/anno)		Ore con flusso positivo (%)	
	2011	2013	2011	2013
Nord - Centro Nord	9,8	3,1	98	30
Centro Nord - Nord	negativo	negativo	2	70
Centro Nord - Centro Sud	negativo	negativo	5	15
Centro Sud - Centro Nord	4,0	7,0	95	85
Centro Sud - Sud	negativo	negativo	0	0
Sud - Centro Sud	25,1	22,4	100	100

Rendite di congestione interzonali

(valori in milioni di Euro/anno, dati pubblicati da GME nei rapporti annuali fino al 2013)

Rendite di congestione (in entrambi i versi)	2007	2011	2013
Nord – Centro Nord	97,9	17,8	29,8
Centro Nord – Centro Sud	3,4	4,9	34,4
Centro Sud – Sud	0,0	59,3	56,4
Sud – Foggia	0,0	8,2	2,1
Sud – Rossano	2,0	0,3	0,2
Sud - Brindisi	n.a.	21,1	9,2
Rossano (Calabria) – Sicilia	4,3	22,7	43,2
Sicilia – Priolo	7,2	0,0	0,0
Centro Sud - Sardegna	n.a.	27,4	9,1
Altre sezioni	6,2	0,7	0,0
Totale	121,0	162,4	184,3

Appendice C. Sviluppo della metodologia di analisi costi/benefici

Questa Appendice fornisce alcune osservazioni e considerazioni preliminari per l'evoluzione della metodologia di analisi costi-benefici verso una "CBA 2.0" che sia congruente con l'obiettivo strategico di uno sviluppo selettivo degli investimenti di trasmissione e che possa essere utilizzata per meccanismi selettivi di promozione degli investimenti, distinguendo investimenti ad elevata utilità ed identificando ulteriormente le priorità di sviluppo sulla base del rapporto benefici/costi e dell'utilità degli investimenti a fronte delle inevitabili incertezze sul futuro.

Come già indicato, l'articolo 9, comma 2, della Convenzione prevede che il PdS contenga un'analisi costi-benefici degli interventi. A valle della presente consultazione, l'Autorità intende aggiornare le proprie prescrizioni e raccomandazioni per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (Allegato A al parere 22 maggio 2013, 214/2013/I/EEL). L'Autorità ritiene auspicabile che la "CBA 2.0" sia introdotta da Terna a partire dallo schema di PdS 2017 e l'applicazione sia completata nello schema di PdS 2018.

Le considerazioni dell'Autorità sono basate sulla proposta di Terna di "Evoluzione della metodologia di analisi costi-benefici" (Allegato 3 allo schema di PdS 2015)⁵¹ e sulla metodologia recentemente approvata in ambito europeo. Tale metodologia CBA, dopo varie bozze preparate e consultate da ENTSO-E, una posizione e una opinione di ACER, l'opinione della Commissione Europea, è stata rivista e pubblicata da ENTSO-E nel febbraio 2015⁵² (di seguito "CBA ENTSO-E").

Questa Appendice è formulata per quanto possibile in modo schematico e sintetico, nella consapevolezza che i temi trattati sono di notevole complessità⁵³. Se ne raccomanda la lettura coordinata con l'Allegato 3 dello schema di PdS 2015 e con la CBA ENTSO-E (ai quali sono forniti specifici riferimenti per facilitare la comprensione).

⁵¹ Terna, "Piano di Sviluppo 2015".

<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=vFJ1dqrE7zk%3d&tabid=348>

⁵² ENTSO-E, "ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects FINAL- Approved by the European Commission – 5 February 2015"

<https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/TYNDP/ENTSO-E%20cost%20benefit%20analysis%20approved%20by%20the%20European%20Commission%20on%204%20February%202015.pdf>

⁵³ Come testimoniato dal volume dei due documenti richiamati (circa 75 pagine ciascuno).

Terna (p. 183) indica che, con l'aggiornamento della metodologia, intende perseguire i seguenti obiettivi:

1. migliorare la trasparenza e la completezza delle informazioni alla base delle analisi tecnico-economiche degli investimenti nello sviluppo della RTN;
2. allineare maggiormente i criteri e i metodi nazionali alle *best practice* internazionali, soprattutto considerando quanto avviene in ambito europeo;
3. assicurare la consistenza delle valutazioni effettuate;
4. confermare l'utilizzo di un approccio prudenziale, atto ad evitare eventuali rischi di *double counting*, di sovrastima dei benefici o di sottostima dei costi associati;
5. monetizzazione di ciascun beneficio elettrico associato a ciascun investimento di sviluppo analizzato;
6. porre la massima attenzione alla riduzione dei costi sostenuti dai consumatori ed utenti del sistema elettrico, che in ultima analisi sopportano il costo delle infrastrutture del sistema di trasmissione nazionale.

L'Autorità ritiene che gli obiettivi elencati da Terna siano condivisibili e allineati con gli obiettivi specifici della regolazione degli sviluppi del sistema di trasmissione. L'Autorità ritiene particolarmente importante l'obiettivo di monetizzazione dei benefici, che costituisce un significativo miglioramento rispetto alla CBA di ENTSO-E, in linea con le raccomandazioni di ACER.

C1. Scenari e definizione degli orizzonti temporali

La CBA ENTSO-E (sezione 2.2.1) indica che gli scenari debbano essere rappresentativi di almeno due tra i seguenti orizzonti temporali⁵⁴:

- un orizzonte di medio termine, che si proietta a 5 – 10 anni rispetto all'anno in cui sono svolte le analisi;
- un orizzonte di lungo termine, che si proietta a 10 – 20 anni rispetto all'anno in cui sono svolte le analisi;
- un orizzonte di lunghissimo termine che si proietta a 30 - 40 anni

Terna (p.224) propone di prendere a riferimento lo scenario (generazione, domanda, capacità di scambio) di lungo periodo (a 10 anni) descritto nel PdS. Tale scenario è costruito in piena coerenza con il presente contesto normativo e il quadro politico programmatico nazionale (in particolare con la Strategia Energetica Nazionale) ed europeo. Terna non esclude tuttavia la possibilità di utilizzare scenari di più lungo periodo (es. a 15-20 anni) per progetti il cui completamento ed avvio in esercizio è

⁵⁴ Nella preparazione del TYNDP 2016, ENTSO-E ha proposto di adottare uno scenario unico con miglior stima all'anno 2020 (*expected progress*) e quattro "vision" con sviluppi contrastanti all'anno 2030

previsto solo nel lungo termine. In tal caso, al fine di mantenere un approccio coerente, Terna propone di estrapolare su un orizzonte più ampio i valori previsionali partendo dallo scenario di riferimento definito nel PdS e tenendo conto per quanto possibile dei valori a tendere (*vision 2030*) utilizzati da ENTSO-E nel TYNDP.

L'Autorità ritiene, che per garantire coerenza tra approcci allo sviluppo di rete utilizzati in Europa e in Italia e per dare sufficiente flessibilità a Terna, sia opportuno che la CBA 2.0 venga applicata da Terna per tutti i progetti che non sono ancora nello stato di realizzazione e che siano previsti entro il decennio facendo riferimento a:

- un orizzonte di medio termine, individuato da Terna come meglio opportuno in relazione allo specifico progetto e alla relativa data di entrata in esercizio⁵⁵;
- un orizzonte di lungo termine, che sia lo stesso orizzonte di lungo termine usato nel TYNDP.

Per risolvere possibili criticità legate alla indisponibilità di dati di scenario e per garantire coerenza tra approcci allo sviluppo di rete utilizzati in Europa e in Italia, l'Autorità intende inoltre modificare le previsioni dell'articolo 53, commi 4 e 5 della deliberazione 48/04. Il gestore della rete dovrebbe pubblicare ogni due anni⁵⁶, entro il 31 dicembre, la previsione della domanda di potenza elettrica sul sistema elettrico nazionale a valere per un periodo non inferiore ai venti anni successivi e, con riferimento al medesimo periodo, stime della capacità di produzione, dei prezzi dei combustili e dei prezzi della CO₂⁵⁷. Con le modifiche proposte, la pubblicazione degli scenari nazionali sarebbe di fatto contestuale alla pubblicazione degli scenari TYNDP di ENTSO-E (a cui Terna collabora attivamente), con il conseguente risparmio di risorse.

Terna (p. 210) indica che attualmente la definizione delle esigenze di sviluppo avviene attraverso l'utilizzo dello scenario più critico, ossia quello scenario in grado di evidenziare tutte le possibili problematiche di esercizio della rete di trasmissione. Le soluzioni di intervento individuate sono valutate attraverso le analisi costi-benefici finalizzate a verificarne la sostenibilità economica sulla base dello scenario di riferimento probabile⁵⁸. Non è chiaro se Terna preveda modifiche con l'evoluzione della metodologia.

⁵⁵ Per chiarezza, Terna avrebbe la libertà di scegliere l'orizzonte di medio termine per ciascun progetto (ad esempio, fra il medio termine TYNDP, l'anno n+5 e l'anno n+10).

⁵⁶ Relativamente alla cadenza di preparazione dei Piani di Sviluppo, nella Memoria 11 maggio 2015, 212/2015/I/COM, l'Autorità – approfondendo un punto già richiamato nel proprio *Quadro strategico 2015-2018* – ha segnalato al Parlamento l'opportunità di una modifica legislativa che renda biennale la cadenza del processo di aggiornamento, di consultazione, di parere e di approvazione dei Piani di Sviluppo. La cadenza biennale dovrebbe essere accompagnata dall'obbligo per i gestori di pubblicare, negli anni in cui il Piano non è redatto, uno snello rapporto di avanzamento dei potenziamenti e delle razionalizzazioni in linea, per esempio, con quanto già fatto da ENTSO-E per il settore elettrico.

⁵⁷ In coerenza con le disposizioni dell'Allegato V, articolo 1 del Regolamento 347/2013.

⁵⁸ Nello schema di PdS 2015, vengono descritti uno "scenario di sviluppo" e uno "scenario base". Una migliore coerenza nell'uso dei termini da parte di Terna favorirebbe la comprensione delle proposte.

L’Autorità ritiene che, in coerenza con l’approccio ENTSO-E, le analisi di medio termine debbano fare riferimento a uno scenario di “*best estimate*”, mentre le analisi di lungo termine possano considerare scenari contrastanti (es. forte sviluppo della domanda vs. flessione). Nel primo caso, dopo la definizione della miglior stima, le valutazioni di criticità di esercizio dovrebbe essere effettuata grazie all’identificazione di “*planning cases*” critici (vd. sezione 2.4 della CBA ENTSO-E) o ad analisi di sensitività.

C2. Studi di mercato e di rete

La CBA ENTSO-E (sezione 2.4) definisce gli studi di mercato e gli studi di rete.

Analogamente Terna presenta nel PdS 2015 (p.225 e seguenti) gli strumenti di simulazione “di mercato” e gli strumenti per simulazioni di rete: analisi di *load flow*, analisi probabilistiche e, in casi particolari, analisi dinamiche di stabilità del sistema.

L’Autorità ritiene condivisibile l’approccio proposto, a condizione che Terna presenti più chiaramente le modalità di valutazione di carico disalimentato nelle analisi di *load flow* e riepiloghi (come già fatto da ENTSO-E in forma tabellare⁵⁹) le simulazioni e gli indicatori che sono utilizzati per il calcolo di ciascun beneficio.

C3. Identificazione degli interventi di sviluppo candidati

La CBA ENTSO-E (sezioni 3.1 e 3.2) definisce modalità operative per l’identificazione degli investimenti e, quando applicabile, dei *cluster* di investimenti.

A livello italiano, sia la metodologia attuale, sia l’evoluzione proposta da Terna non dedicano particolare attenzione all’aspetto di identificazione delle opere che costituiscono un singolo intervento candidato (e all’eventuale esclusione di opere accessorie che non sono fondamentali). Terna indica in generale (p. 223) che identificate le criticità ed esigenze di sviluppo della rete, si passa alla definizione di soluzioni e interventi di sviluppo “*verificando anche se esiste una correlazione tra interventi diversi o se risulta necessario raggrupparli in cluster ai fini delle analisi costi benefici*” e specifica (p. 230) che “*ogni intervento preso singolarmente deve comunque essere in grado di espletare dei benefici*”. Nei casi specifici in cui sia particolarmente forte la complementarità tra due o più interventi, nel Piano viene data evidenza che le valutazioni sono riferite al *cluster* di interventi.

⁵⁹ CBA ENTSO-E, sezione 3.7 e ENTSO-E TYNDP 2014, tabella 2-2.

L'Autorità ritiene che Terna debba ulteriormente sviluppare questo aspetto, perseguendo così gli obiettivi di migliorare la trasparenza e di porre la massima attenzione alla riduzione dei costi sostenuti dagli utenti del sistema elettrico.

C4. Ambito di analisi

La CBA ENTSO-E (sezione 3.6.1) considera l'incremento globale (europeo) dei benefici. Non viene esplicitato l'ambito di analisi dei costi, che comunque si riferisce all'intero progetto, senza disaggregazione dei valori nazionali.

Nella metodologia attuale di Terna non è indicato esplicitamente l'ambito di analisi. Si può però desumere che i costi di investimento siano riferiti alle componenti "italiane" dei progetti di interconnessione (o alle componenti di competenza Terna per i collegamenti sottomarini). Si può anche supporre che, almeno per il calcolo del beneficio di aumento energia scambiata con l'estero, il perimetro di beneficio sia "europeo", poiché il delta prezzo è considerato nella sua interezza. Tale interpretazione sembrerebbe però contraddire l'affermazione (p. 207) che *"Se l'IP è maggiore di 1 si ha un ritorno, in termini di benefici per il sistema Paese, maggiore dell'investimento sostenuto"*. Nelle prospettive di evoluzione della metodologia CBA, Terna non sembra esplicitare l'ambito dell'analisi, ma indica nella nota piè pagina 31 che *"per gli interventi di interconnessione con l'estero il metodo del Total Surplus consente di determinare il beneficio in termini di surplus per l'Italia"*.

L'Autorità ritiene che Terna debba presentare nel PdS le informazioni di costo in modo dettagliato per la parte italiana e, quando possibile grazie alle attività di cooperazione internazionale, anche in forma semplificata a livello di intero progetto *cross-border*. L'Autorità ritiene inoltre che Terna debba presentare nel PdS (per i progetti con impatto *cross-border*) le informazioni di beneficio sia in relazione all'ambito "europeo", sia in relazione ai benefici per l'Italia. Tale approccio permetterebbe la verifica della coerenza tra le analisi TYNDP e le analisi del PdS.

C5. Valutazione dei costi

La CBA ENTSO-E (sezione 3.5) indica che, per ciascun progetto, vanno stimati i costi e i *range* di incertezza. Inoltre la CBA ENTSO-E indica che dovrebbero essere tenute presenti sei categorie di costo.

L'attuale metodologia di Terna, per la quale non è proposta nessuna evoluzione (p. 210 e seguenti e p. 246) fa riferimento più semplicemente a costi di capitale comprendenti i costi delle opere e i costi per eventuali demolizioni e i costi di esercizio e manutenzione, stimati in via forfettaria. La valutazione dei costi è svolta nelle cinque fasi descritte nella sezione 3.1.2 dell'Allegato 3 al PdS e può includere un coefficiente di *contingency*

fino al 10% del costo dell'opera. Nella prima fase di pianificazione si calcolano costi standard basati su costi unitari storici. Per gli elettrodotti in linea aerea tali costi sono differenziati per la tensione 380 kV fra pianura, collina e montagna escluse quote superiori a 2000 metri.

L'Autorità ritiene che la metodologia di valutazione dei costi sia condivisibile, mentre siano opportuni maggiori dettagli nella presentazione dei risultati nel PdS (vedi il seguente punto C11).

C6. Valutazione delle possibili correlazioni tra interventi ai fini del calcolo dei benefici

La valutazione dei benefici dei progetti è effettuata mediante un confronto cosiddetto “*with-and-without*”, valutando gli impatti in presenza e in assenza del rinforzo in esame, a parità di tutti gli altri parametri, secondo la prassi tecnica, confermata dal Regolamento 347/2013. La CBA ENTSO-E (sezione 3.6.4) indica due possibili approcci per questa valutazione:

- il metodo *Take Out One at the Time* (TOOT), in cui la rete include tutti i rinforzi e si procede a togliere il rinforzo in esame
- il metodo *Put IN one at the Time* (PINT), in cui la rete non include gli interventi di sviluppo e il rinforzo viene aggiunto.

Il metodo TOOT è raccomandato per le analisi TYNDP, anche per l'effetto di valutazione conservativa dei benefici.

Terna indica (p. 228) che nello scenario di riferimento sono inclusi in partenza tutti gli interventi la cui entrata in servizio è pianificata nel medesimo orizzonte temporale. Terna osserva inoltre che è necessario definire specifici casi di riferimento che tengano conto delle possibili correlazioni con altri progetti pianificati, con esempio tipico gli interventi che impattano su una medesima sezione. Terna osserva che in questo caso, né il PINT, né il TOOT sono pienamente idonei a studiare gli interventi correlati. Terna propone perciò, in linea con quanto finora generalmente adottato nel PdS, un approccio sequenziale, con simulazioni che tengono conto della sequenza funzionale con cui è pianificata la realizzazione dei singoli interventi.

L'Autorità rileva che l'approccio cosiddetto “sequenziale” per interventi sulla medesima sezione risulta già in uso nel TYNDP 2014 ed è stato valutato positivamente da ACER (si veda la Decisione ACER 02/2015, e le relative considerazioni su tre interventi sulla sezione Polonia - Lituania⁶⁰).

⁶⁰ In particolare, si vedano le premesse (133) e (145) alla Decisione ACER 02/2015.

http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2015.pdf

Infine, l’Autorità osserva che per una corretta e trasparente applicazione del metodo descritto da Terna (in particolare, per la definizione della rete di riferimento) è necessario che tutti gli interventi del PdS siano caratterizzati da una data stimata di entrata in esercizio, come peraltro previsto dal decreto legislativo 93/11 e dalla Convenzione allegata alla concessione di Terna.

C7. Identificazione delle categorie di beneficio

La CBA ENTSO-E (sezione 3.3) propone l’identificazione di sette categorie di beneficio, tra cui due monetizzate (*socio-economic welfare* e variazione di perdite), tre quantificate (security of supply, integrazione rinnovabili, variazione di emissioni CO₂) e due in forma di *key performance indicator* (resilienza e flessibilità). Inoltre la CBA ENTSO-E prevede due indicatori per l’impatto ambientale e per l’impatto sociale.

Terna (p. 231) propone invece la definizione e successiva monetizzazione di sette categorie di beneficio: *socio-economic welfare* (B1), variazione di perdite di rete (B2), riduzione rischi energia non fornita (B3), integrazione rinnovabili (B5), investimenti evitati (B6), costi per servizi di rete (B7) e variazione di emissioni CO₂ (B8).

Terna propone inoltre (p. 244) quattro indici di *performance* (che corrispondono a quattro indicatori ENTSO-E): resilienza/sicurezza, robustezza/flessibilità, effetti ambientali, effetti sociali.

L’Autorità ritiene importante lo sforzo di Terna di monetizzare ulteriori benefici, in particolare per quanto riguarda la monetizzazione degli impatti sui servizi di dispacciamento. È fondamentale però che le ulteriori monetizzazioni evitino effetti di *double counting* dei benefici. Rispetto a tale eventualità, l’Autorità sottolinea la nota a piè pagina relativa al beneficio B8 “*qualora i costi dei diritti di emissione siano compresi nella struttura dei costi di produzione utilizzati per gli studi alla base del calcolo degli altri benefici - al fine di evitare problemi di double counting, la componente del beneficio di riduzione delle emissioni di CO₂ associata alla variazione del mix produttivo non dovrebbe essere monetizzata*”. Più in generale, si ritiene opportuno che Terna garantisca la massima chiarezza riguardo ai metodi di simulazione adottati, in particolare riguardo l’ utilizzo di simulazioni deterministiche e probabilistiche, l’utilizzo di simulazioni zonali o nodali, la distinzione tra simulazioni del mercato del giorno prima (MGP) e del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e l’applicazione di differenti vincoli.

C8. socio economic welfare (beneficio B1)

La CBA ENTSO-E (sezione 3.7.2) prevede il calcolo del *socio economic welfare* in assenza di potere di mercato. L’Allegato 1 alla CBA ENTSO-E chiarisce alcuni limiti nelle valutazioni relative al potere di mercato.

Terna indica (p. 232) che si può considerare che i produttori offrano sul mercato dell'energia ai soli costi variabili di produzione oppure decidano di apportare dei *mark-up* alle proprie offerte per aumentare i margini. Terna propone di utilizzare una metodologia il più possibile oggettiva che considera, oltre al costo variabile di produzione, dei *mark-up* calcolati sulla base di ipotesi semplificative.

L'Autorità nota che il Regolamento 347/2013 esplicita separatamente i riferimenti (articolo 4) ai criteri di integrazione dei mercati e di competizione, così come (Allegato IV.2.a) agli impatti su costi di generazione e evoluzione e convergenza dei prezzi di mercato. L'Autorità nota inoltre che ACER nella Posizione CBA del 30 gennaio 2013⁶¹, poi confermata dall'Opinione ACER 01/2014, ha identificato undici categorie di beneficio, differenziando il *socio-economic welfare* e l'impatto su competitività e potere di mercato.

L'Autorità ritiene perciò che la proposta di Terna sia in generale accettabile, purché vengano presentati separatamente i risultati di beneficio (B1) in termini di *socio-economic welfare* in assenza di *mark-up* e di beneficio (B11) per effetti di maggiore competitività. Il beneficio B11 è calcolabile mediante differenza dei risultati in presenza di *mark-up* e in assenza di *mark-up*.

La separazione delle due categorie di beneficio favorirebbe la coerenza tra approcci allo sviluppo di rete utilizzati in Europa e in Italia e la confrontabilità tra risultati TYNDP e risultati PdS.

C9. Variazione perdite di rete (beneficio B2)

La CBA ENTSO-E (sezione 3.7.4) preveda la quantificazione della variazione di perdite di rete mediante studi di rete in presenza e in assenza del progetto in esame. ENTSO-E osserva che la monetizzazione delle perdite di rete è poi basata sui costi marginali stimati all'anno in studio.

Terna (p. 235) osserva che la componente di beneficio legata alla variazione di perdite non risulta, anche quantitativamente, la più importante. Pertanto si ritiene accettabile in generale una stima di massima del beneficio, che può essere ottenuta anche con modelli di simulazione semplificati. Per l'effettuazione del calcolo si propone di procedere eseguendo simulazioni statiche di load flow che consentono di determinare la variazione di potenza elettrica persa alla punta di carico (peak load) annuale in presenza ed in assenza dell'intervento in esame. Per la conversione in energia, il differenziale così

⁶¹ Si veda la tabella 2 nella posizione ACER.

<http://www.eui.eu/Projects/THINK/Documents/ACERPositionENTSOECBA.pdf>

calcolato viene moltiplicato per un coefficiente che rappresenta le ore di utilizzazione delle perdite alla punta.

Per gli interventi più importanti, tale approccio può essere utilizzato in modo analogo a quanto previsto da ENTSO-E, ampliando il numero delle situazioni tipiche analizzate e determinando dei coefficienti di conversione in energia specifici, determinati in funzione della probabilità di occorrenza di ciascuna delle situazioni analizzate.

L'Autorità ritiene che l'approccio proposto sia in generale accettabile.

D'altro canto, l'Autorità osserva risultati parzialmente inaspettati in termini di variazioni di perdite attese. In particolare, lo schema di PdS 2015 (p. 109) valuta che il valore di riduzione delle perdite possa raggiungere circa 180 MW alla punta di carico, cui corrisponde una riduzione delle perdite di energia nella rete valutata in circa 1100 GWh/anno. Tale valore corrisponde (in prima approssimazione) a oltre il 5% delle perdite su tutte le reti e a circa il 20% delle perdite sulla rete di trasmissione. L'Autorità ritiene che Terna debba perciò meglio illustrare i risultati delle analisi e, ove appropriato, effettuare le simulazioni di dettaglio con approccio ENTSO-E.

C10. Riduzione rischi energia non fornita (beneficio B3)

La CBA ENTSO-E (sezione 3.7.1) preveda la quantificazione della sicurezza di approvvigionamento mediante gli indicatori *Expected Energy Not Supplied* (EENS) o *Loss of Load Expectancy* (LOLE). ENTSO-E osserva che, in teoria, il costo della mancata affidabilità potrebbe essere ottenuto usando l'indicatore EENS e costo unitario delle interruzioni (*Value of Lost Load*; VOLL). La CBA ENTSO-E richiama le metodologie raccomandate dal CEER in uno studio del 2010⁶². La CBA ENTSO-E indica che, poiché la definizione del VOLL non può essere effettuata in modo uniforme su base europea, i risultati non possono essere monetizzati su base europea.

L'Autorità ritiene che stia ad ACER criticare (come già fatto nell'Opinione 01/2014) e auspicabilmente modificare verso la monetizzazione l'approccio adottato a livello europeo.

Terna (p. 216 e p. 236) stima la riduzione del rischio di energia non fornita effettuando simulazioni di rete in statica (*load flow*) sulla porzione di rete interessata, in presenza ed in assenza dell'intervento di sviluppo in esame. Terna raccomanda l'uso di simulazioni probabilistiche Monte Carlo nei casi più complessi che riguardano interventi con impatto su aree molto estese (es. sistema 380 kV) o caratterizzate da condizioni di funzionamento piuttosto variabili e difficilmente rappresentabili con uno o più *snapshot*

⁶² CEER, Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/2010/C10-EQS-41-03_GGP%20interruptions%20and%20voltage_7-Dec-2010.pdf

tipici. In questo caso vengono effettuate migliaia di simulazioni (*load flow* in corrente continua) che consentono di analizzare un grande numero di situazioni di funzionamento probabili del sistema elettrico. Tale approccio permette di simulare le configurazioni rilevanti del sistema previsionale con riferimento a un intero anno di funzionamento tenendo conto dei tassi di disponibilità di ciascun elemento di rete o impianto. Terna indica come principale limite di questo tipo di simulazioni la complessità nella preparazione del modello di calcolo e l'onerosità/durata dei processi di calcolo.

Per quanto riguarda l'approccio modellistico, l'Autorità rileva risultati inaspettati in termini di volumi di energia non fornita attesa. In particolare, lo schema di PdS 2015, sulla base dei dati comunicati da Terna all'Autorità, prevede la riduzione complessiva di circa 67000 MWh/anno di energia non fornita. Tale valore è di oltre un ordine di grandezza superiore alle medie storiche di energia non fornita annuale.

Pur considerando la limitata comparabilità dei dati attuali e dei dati previsionali, l'Autorità ritiene che Terna debba approntare correttivi modellistici al fine di allineare i risultati delle simulazioni (che - per loro natura - intenderebbero simulare la realtà) e le aspettative basate sui *trend* storici. A tal fine, Terna dovrebbe considerare, in particolare per i progetti con rilevante riduzione di EENS:

- l'abbandono di metodologie semplificate basate su *load flow* alla punta, a favore delle metodologie probabilistiche già in uso;
- l'utilizzo ex-post di fattori di correzione dell'energia non fornita che tengano conto dei servizi di mitigazione presenti nella realtà;
- la verifica dell'impatto dell'ipotesi di *load flow* in corrente continua negli approcci probabilistici ed eventuali parametri di correzione;
- il possibile aggiornamento dei settaggi di "sovraccarico" (e di conseguente distacco di carico) che tengono più propriamente conto della sovraccaricabilità delle reti reali;
- la valutazione separata di eventuali problemi di mancata adeguatezza della generazione locale su aree ristrette (perché a fronte di tali problemi, sono possibili soluzioni preventive a minor impatto, quali i distacchi di carico a rotazione).

Diversamente da ENTSO-E, Terna (p. 236) prevede la monetizzazione del beneficio B3. Il parametro di valorizzazione economica dell'EENS attualmente adottato nel PdS è 4.900 €/MWh, ottenuto come rapporto tra prodotto interno lordo e domanda di energia elettrica del 2014. È inoltre possibile l'utilizzo di un coefficiente moltiplicativo di valorizzazione (che può variare da 1 a 5 a seconda dell'importanza del sito) per specifiche situazioni.

Terna conclude che per la predisposizione dei prossimi Piani di Sviluppo, si potrebbe adottare, in alternativa a quanto finora previsto, un VOLL rappresentativo del valore

unitario dell'energia non fornita aggiornato in base a quanto previsto dalla regolazione vigente.

Per quanto riguarda la valorizzazione, l'Autorità condivide la proposta di Terna di utilizzare il VOLL coerente con la regolazione vigente, che è in linea con la metodologia raccomandata da CEER nel 2010.

Rispetto all'identificazione del VOLL su base nazionale, che è una necessaria semplificazione in sede di regolazione, l'Autorità vede favorevolmente la pratica di differenziare la valorizzazione dell'energia non fornita sulla base delle località impattate. L'Autorità ritiene preliminarmente che la differenziazione potrebbe variare tra i valori di 20 Euro/kWh non fornito (valorizzazione di riferimento per la continuità della distribuzione) e di 40 Euro/kWh non fornito (valorizzazione per l'affidabilità della trasmissione).

C11. Integrazione della produzione di fonti energetiche rinnovabili (beneficio B5)

La CBA ENTSO-E (sezione 3.7.3) quantifica la riduzione di distacchi di energia rinnovabile (“*avoided spillage*”) in MWh/anno. Questa riduzione è dovuta a minori congestioni nel sistema (come modellizzato negli studi ENTSO-E). In particolare, la riduzione di *spillage* è basata sugli studi per l'indicatore *socio-economic welfare*. ENTSO-E non monetizza l'indicatore per evitare effetti di *double counting*.

Terna (p. 237) propone di distinguere due livelli di analisi per l'integrazione di rinnovabili:

- *overgeneration* (OG) a livello di sistema (complessivo o di singola zona di mercato);
- OG a livello locale, per congestioni presenti sulla rete AT.

Terna rappresenta infine che i benefici in termini di integrazione della produzione da fonti energetiche rinnovabili (FER) quantificati con l'indicatore B5 non si sovrappongono ai benefici in termini di incremento del *social welfare* stimati mediante l'indicatore B1, neppure nel caso della OG di sistema. Terna argomenta che B1 descrive esclusivamente il mercato dell'energia, in cui il simulatore di mercato prosegue l'elaborazione trascurando la produzione eccedentaria, che quindi convenzionalmente non viene considerata nella quantificazione del beneficio B1.

L'Autorità apprezza l'approfondimento di analisi e l'attenzione a livello locale (che non è discusso dalla CBA ENTSO-E). Rispetto all'*overgeneration* di sistema, si ritiene però necessario un chiarimento. Sulla base della descrizione di Terna, si desume che l'energia rinnovabile “trascurata” in sede di simulazione sia differente nei casi “con rinforzo” e “senza rinforzo”. Questa differenza determina quindi una valorizzazione economica del differenziale di energia rinnovabile (al prezzo dell'unità di generazione marginale che sostituisce l'energia trascurata). Perciò la valorizzazione economica

dell'*overgeneration* a livello di sistema determinerebbe un effetto di doppio conteggio rispetto all'indicatore di beneficio B1⁶³.

Inoltre non è chiara la proposta di Terna di quantificare la riduzione dell'*overgeneration* di sistema mediante simulazioni di mercato che tengano conto dei vincoli a rete integra del sistema e delle necessità di riserva. Si ritiene che gli opportuni vincoli dovrebbero già essere presenti nella simulazione "di mercato" per il calcolo dell'indicatore B1 SEW.

In termini di monetizzazione, Terna (p. 238) osserva che il valore economico del taglio di energia prodotta da FER sul sistema è costituito dai seguenti due elementi:

- dal costo o dal valore di mercato della produzione termoelettrica che produce al posto delle fonti rinnovabili tagliate che avrebbero costi variabili nulli;
- da un danno connesso derivante dal fatto che con il taglio il sistema non usufruisce di un bene (l'energia verde) a cui il sistema stesso riconosce un maggior valore specifico.

Relativamente alla valorizzazione, la proposta di Terna appare solo parzialmente condivisibile. La valorizzazione della produzione termoelettrica sostitutiva è coerente con l'approccio della CBA ENTSO-E. Ma la componente relativa al "danno" sembra meno giustificabile. L'energia rinnovabile viene incentivata mediante pagamenti di utenti del sistema elettrico. In linea di principio, quando l'energia non è prodotta, essa non è incentivata e non c'è un corrispondente pagamento. In ogni caso, il meccanismo di incentivo è a somma nulla per il sistema oggetto di CBA (che include i "pagatori" e i beneficiari). Perciò l'Autorità ritiene debba essere valorizzato solo l'effetto di produzione termoelettrica sostitutiva.

C12. Analisi economiche e *discounting*

La CBA ENTSO-E (sezione 3.6.2) fornisce regole di interpolazione dei benefici fra due anni studio, prescrive che tutti i costi ed i benefici siano scontati al presente (cioè all'anno del TYNDP) ed espressi nella relativa moneta. Inoltre la CBA ENTSO-E (sezione 3.6.3) indica che sono accettate e adottate le ipotesi proposte da ACER e Commissione Europea (tasso di sconto 4% reale, vita economica 25 anni di esercizio, nessun valore residuale⁶⁴).

Terna (p. 247) considera attualmente per le analisi costi benefici una vita utile convenzionale del progetto di 20 anni, ottenendo così valutazioni più prudenti rispetto alla vita utile a fini regolatori. Il tasso di attualizzazione dei costi e dei benefici

⁶³ Il doppio conteggio si verifica se gli stessi strumenti e ipotesi di simulazione sono utilizzati per il calcolo del *socio-economic welfare* e per il calcolo dell'*overgeneration* di sistema.

⁶⁴ Per le motivazioni della proposta si veda l'Opinione ACER No 01/2014.

attualmente è assunto convenzionalmente pari al valore del WACC base del periodo regolatorio di riferimento. Terna propone nella nuova metodologia di estendere il periodo di analisi da 20 a 25 anni e di adottare il tasso di attualizzazione 4%⁶⁵.

L'Autorità condivide la proposta di Terna, soprattutto al fine di perseguire la coerenza tra approcci allo sviluppo di rete utilizzati in Europa e in Italia. L'Autorità considera inoltre che il Regolamento 347/2013 abbia tracciato una netta distinzione tra i *business plan*/analisi finanziarie (che possono prevedere l'utilizzo di un tasso di sconto finanziario quale il WACC) e le analisi (socio-economiche) di costi e benefici per le quali è appropriato usare un tasso di sconto sociale e non un tasso di sconto finanziario. Si ritiene comunque utile prevedere di effettuare una analisi di sensitività in relazione al tasso di sconto sociale utilizzato, assumendo il WACC come valore per la valutazione di sensitività.

Infine, in relazione alla selettività dello sviluppo di rete, è importante osservare che la modifica dei parametri di sconto comporta, in prima approssimazione, l'equivalenza tra $IP = 1,0$ (nella "vecchia CBA") e $B/C = 1,4$ (nella "CBA 2.0").

C13. Presentazione dei risultati

La CBA ENTSO-E (sezione 3.8) prevede la presentazione dei risultati mediante una tabella multi-criterio, in cui costi, *socio-economic welfare* (SEW) e beneficio associato alle perdite sono monetizzati, mentre altri impatti (inclusa la *Grid Transfer Capability* GTC) e benefici sono presentati nelle rispettive quantità o come *key performance indicator*. ENTSO-E sottolinea che gli indicatori (quantitativi) RES e CO2 sono internalizzati economicamente nel SEW e quindi non devono essere conteggiati più volte in termini economici.

Terna (p. 247) propone nella nuova metodologia una rappresentazione simile dei costi e dei benefici, facendo uso di tabelle o di grafici tipo radar.

Terna osserva inoltre che l'utilizzo del solo *benefit-cost ratio* può non essere adeguato e che occorre affiancare al *benefit/cost ratio* anche il valore attuale netto che esprime il beneficio netto del progetto in termini assoluti.

Tenendo presente che la metodologia europea prevede di stimare i costi e i *range* di incertezza e che ulteriori analisi di sensitività sono prospettate per la quantificazione (anche in forma di *range*) dei benefici, l'Autorità ritiene opportuno che Terna presenti:

- il *Net Present Value* dei benefici totali e l'incertezza associata, nonché l'identificazione delle principali categorie di beneficio (ad esempio 60% B1 e 30% B2);

⁶⁵ Terna sembra proporre anche di estendere "il costo di realizzazione dell'investimento" (p. 247). La proposta è da chiarire.

- il costo di investimento, il Net Present Value dei costi totali e l'incertezza associata (ad esempio mediante $+x\% - y\%$ o in forma di *range*);
- il rapporto benefici/costi attualizzati (valore medio atteso).

Terna (p. 247) propone inoltre di rappresentare i risultati delle analisi costi benefici secondo due prospettive: vista sistema e vista consumatore, indicando che i consumatori in ultima analisi sopportano i costi dello sviluppo delle infrastrutture.

Si può assumere che per “vista consumatore” Terna intenda escludere le variazioni di surplus dei produttori e di rendite di congestione. Anche alla luce delle considerazioni effettuate da Frontier Economics nella loro consulenza sulla metodologia CBA di ENTSOG⁶⁶, l’Autorità ritiene inappropriata quest’ultima proposta: i benefici devono essere presentati a livello di sistema coerentemente con l’approccio e la *best practice* usata in Europa.

Inoltre non è corretto affermare che i benefici “vista consumatore” corrispondono all’impatto sul consumatore. Le rendite di congestione vengono utilizzate, ai sensi dell’articolo 16, comma 6, del Regolamento 714/2009 a beneficio degli utenti finali (ad esempio mediante riduzione diretta delle tariffe o mediante nuovi investimenti che vanno poi a vantaggio del consumatore). Le variazioni di beneficio dei produttori comportano - nella teoria dei mercati competitivi - una successiva evoluzione della generazione e un equilibrio di lungo termine a vantaggio finale dei consumatori. Anche in un’ottica meno teorica, le variazioni di beneficio dei produttori si riflettono sui consumatori mediante gli impatti su meccanismi di remunerazione della capacità produttiva.

Peraltro Terna osserva correttamente (p. 260) che “*l’impatto di un aumento della capacità di scambio sulle singole componenti del surplus è molto più importante che sul surplus totale*”. La presentazione di una singola componente rischierebbe quindi di essere fortemente distorta oltre che critica in caso di allocazione dei costi *cross-border* sulla base dei benefici.

C14. Altri aspetti relativi a CBA e scenari

Infine, altri aspetti relativi alla CBA e agli scenari da utilizzare come input sono i seguenti:

- a) coerenza con scenari europei ed eventuale indicazione di probabilità degli scenari;

⁶⁶ Frontier Economics, “Study to support the definition of a CBA methodology for gas”, giugno 2014 (p.21) “*When comparing the costs and benefits of a project, the impact on all relevant stakeholders should be taken into account. If only considering the effect on one group of stakeholders, one might declare an inefficient project efficient, or an efficient project inefficient*”.

- b) analisi di sensitività e parametri specifici per tali analisi;
- c) consistenza tra scenari elettricità e scenari gas;
- d) migliore descrizione dei *tool* e delle simulazioni utilizzate, eventuale pubblicazione del modello di rete;
- e) coerenza tra vincoli MGP considerati e vincoli residui su MSD;
- f) cooperazione con paesi non ENTSO-E (ad esempio modellizzazione rete nord Africa);
- g) studio dell'evoluzione delle ore di produzione equivalenti a piena potenza e dei vincoli di sicurezza per la generazione a fonti rinnovabili anche in relazione agli interventi sulla rete di distribuzione;
- h) partecipazione attiva della domanda: uso di meccanismi di *load management* e *demand response*.

Spunti per la consultazione (termine: 31 dicembre 2015)

- S15. Quali soglie si suggeriscono per l'indice B/C degli *investimenti ad elevato valore* e delle *priorità di sviluppo* (vd punto 3.9 del documento)? Per quali motivi?
- S16. Si hanno proposte per integrare l'indice B/C con una valutazione, anche semplificata dell'incertezza delle stime? (vd punto 3.7 del documento)
- S17. Si hanno commenti sulle proposte specifiche presentate nei punti da C1 a C13 di questa Appendice?
- S18. Fra gli aspetti non discussi in dettaglio indicati al punto C14 di questa Appendice, quali si ritengono particolarmente meritevoli di considerazione a fini della definizione dell'indice di utilità per il sistema? Ve ne sono altri?