

**Oggetto** Contributo RSE alla consultazione del DCO 464/15 “Servizio di trasmissione dell’energia elettrica: un modello di sviluppo selettivo degli investimenti – Orientamenti iniziali”

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta di RSE.

**N. pagine** 11

**Data** 29/10/2015

***Indice***

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>OSSERVAZIONI RSE AGLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE .....</b>	<b>4</b>

## **1 INTRODUZIONE**

Questo documento raccoglie le osservazioni di RSE in merito al processo di consultazione aperto dall'AEEGSI sul DCO 464/15 “Servizio di trasmissione dell’energia elettrica: un modello di sviluppo selettivo degli investimenti – Orientamenti iniziali”.

In generale, RSE ha apprezzato il documento, per la vastità, chiarezza espositiva e completezza delle analisi e delle valutazioni proposte da AEEGSI.

Relativamente agli aspetti tecnici oggetto di analisi e a fronte delle proprie competenze – acquisite e riconosciute anche in progetti di ricerca in ambito nazionale ed internazionale<sup>1</sup> – RSE auspica che le proprie osservazioni possano proficuamente contribuire al processo di estensione e miglioramento del DCO 464/15 e, in continuità, prevede di contribuire ai successivi passi che conseguiranno, nell’ambito del processo avviato con deliberazione dell’Autorità 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL.

In tale elaborato, RSE raccoglie i propri commenti in risposta agli spunti di consultazione presenti nel DCO 464/15 facendo riferimento, nel caso, a specifiche parti (di seguito, “capitoli” o “punti”) di esso: da tale analisi sono esclusi gli spunti per la consultazione relativi all’Appendice C, per i quali RSE si riserva di rispondere successivamente, nel rispetto delle tempistiche identificate da AEEGSI nel DCO 464/15.

---

<sup>1</sup> A titolo non esaustivo, si citano i seguenti progetti di ricerca finanziati in ambito europeo: REALISEGRID (<http://realisegrid.rse-web.it/>), e-Highway2050 (<http://www.e-highway2050.eu/>), GridTech (<http://www.gridtech.eu/>) e INSPIRE-Grid (<http://www.inspire-grid.eu/>).

## **2 OSSERVAZIONI RSE AGLI SPUNTI DI 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?**

RSE ritiene che l'analisi proposta da AEEGSI nel capitolo 2 sia sufficientemente esauriente: in ragione di ciò, RSE osserva che la progressiva adozione di un sistema di incentivazione di tipo *output-based* sia pressoché irrinunciabile. In accordo con le osservazioni di AEEGSI al punto 2.58, RSE ritiene che l'attuazione dei nuovi meccanismi non potrà che essere graduale, a fine di:

- superare le criticità dell'attuale impianto regolatorio (richiamate da AEEGSI al punto 2.55);
- perseguire gli obiettivi specifici di tale transizione (richiamati da AEEGSI al punto 3.4);
- supportare, in coerenza con il contesto normativo internazionale, lo sviluppo efficiente (dal punto di vista del sistema elettrico) della rete di trasmissione;
- predisporre un'evoluzione per quanto possibile chiara e prevedibile del quadro regolatorio.

RSE osserva che il testo del capitolo 2 non riporta – con l'eccezione del caso del DTR<sup>2</sup> – dati di dettaglio sugli investimenti in tecnologie innovative o non convenzionali per la rete di trasmissione (ad esempio, HVDC, PST, PMU/WAMS<sup>3</sup>, etc.) e sul relativo meccanismo di incentivazione di tipo *input-based* adottato sinora. In mancanza di tali evidenze, RSE può supporre che si siano applicati gli stessi criteri usati per l'applicazione di tecnologie convenzionali in HVAC<sup>4</sup> nei quattro periodi regolatori. Sarebbe interessante poter esplicitare la quota di incentivi per tipologia di tecnologia: mentre da un lato gli investimenti unitari in nuove tecnologie possono essere stati ingenti, dall'altro rappresentano anche per il Gestore di rete un'opportunità di acquisire esperienze e *know-how* nell'applicazione di dispositivi alternativi che, una volta diffusi sul mercato, potranno vedere ridotti i costi per future implementazioni nella rete italiana. Questo comporterebbe un beneficio e un potenziale risparmio per il futuro sistema elettrico italiano.

### **S2. Si condivide la proposta di superamento graduale dell'incentivazione di tipo *input-based* per investimenti I=3 già avviati? Si ritengono preferibili altre soluzioni? Nel caso, indicare i motivi.**

Poiché risulta difficile cambiare radicalmente e in poco tempo i criteri di incentivazione di tipo *input-based*, specialmente per gli investimenti già avviati, RSE concorda nell'approccio proposto da AEEGSI ai punti 3.5, 3.8, 3.9 e 3.11 al fine di superare, in maniera graduale, l'attuale schema di incentivazione *input-based* per investimenti I=3 già avviati. Sull'applicazione dell'extra-remunerazione, RSE osserva che essa potrebbe essere connessa a criteri di fattibilità tecno-economica dell'investimento fissando, ad esempio, una soglia minima di rapporto B/C che l'intervento in questione deve assumere.

In merito alle osservazioni di cui al punto 3.6, RSE si interroga se la soglia di avanzamento economico sulla stima di costo d'investimento (AEEGSI parla di "almeno il 25%") che discriminerebbe un "investimento avviato" da un "investimento non avviato" sia da ritenersi rigida oppure se essa verrà declinata diversamente in ragione della specificità – sia tecnologica che topologica – dell'investimento stesso. Benché una soglia variabile a seconda dello specifico intervento possa apparire discrezionale, tale assunzione sarebbe da ritenersi valida solo in transitorio (NPR1) e sarebbe focalizzata al supporto dei soli sviluppi della rete di trasmissione ritenuti efficienti per il sistema elettrico.

<sup>2</sup> Dynamic Thermal Rating, cfr. punto 2.16.

<sup>3</sup> HVDC (High Voltage Direct Current), PST (Phase Shifting Transformers), PMU (Phasor Measurement Units), WAMS (Wide Area Measurement Units).

<sup>4</sup> High Voltage Alternating Current.

**S3. Si condivide la proposta di superamento graduale dell'incentivazione di tipo *input-based* per investimenti I=2 dall'inizio del prossimo periodo regolatorio? Si ritengono preferibili altre soluzioni? Nel caso, indicare i motivi.**

Mentre si può condividere la *ratio* della proposta di dismettere, in via prospettica, una extra-remunerazione per interventi di tipo I=2, RSE consiglia comunque di valutare in maniera anche flessibile, onde evitare che il nuovo meccanismo colpisca interventi complessi e onerosi oltre che vitali per la sicurezza del sistema elettrico italiano.

RSE ritiene pertanto che l'orientamento di AEEGSI esposto al punto 3.10 (rimozione, per tutti gli investimenti I=2, di incentivi *input-based* fin dall'inizio del nuovo periodo regolatorio) potrebbe essere limitante verso investimenti I=2 che, ragionevolmente attuabili in un orizzonte temporale ben definito, porterebbero, qualora dimostrata, un'elevata utilità per il sistema. Peraltro, come affermato da AEEGSI al punto 6.20, il ricorso a schemi di incentivazione di tipo *output-based* mirati all'efficienza di realizzazione presentati ai punti 6.13-6.19 (e che, come affermato al punto 3.10 sarebbero da ritenersi a compensazione degli attuali schemi *input-based* per investimenti I=2) sarebbero da ritenersi solo transitori.

Pertanto, RSE esplicita le seguenti osservazioni:

- il meccanismo di extra-remunerazione per investimenti I=3 già avviati proposto da AEEGSI ai punti 3.5, 3.8, 3.9 e 3.11 potrebbe essere esteso anche ad investimenti I=2 opportunamente definiti come "già avviati", purché sia dimostrata, laddove non già presente, l'elevata utilità conseguente per il sistema;
- in ragione del fatto che, come affermato da AEEGSI al punto 3.10, gli investimenti I=2 sono generalmente meno costosi e con tempi di messa in esercizio tendenzialmente più brevi rispetto agli investimenti I=3, l'entità di tale extra-remunerazione potrebbe essere inferiore rispetto a quella identificata al punto 3.9 per investimenti I=3 (per investimenti I=2 potrebbe essere pari, ad esempio, allo 0,5%), mentre le tempistiche di riconoscimento potrebbero coincidere fra le due categorie di investimento;
- la soglia di investimenti I=2 già avviati potrebbe essere più sfidante (ad esempio, avanzamento economico di almeno il 50% della stima di costo d'investimento).

Infine, concordemente alle osservazioni di AEEGSI al punto 3.16, RSE ritiene molto utile la proposta di semplificazione e l'estensione, nel medio periodo, del meccanismo di monitoraggio (già introdotto per gli investimenti I=3) a tutti gli investimenti del Piano di Sviluppo.

**S4. Si condivide la proposta di coerenza tra ipotesi di costo da assumere per la metodologia Totex e per la metodologia CBA 2.0?**

RSE concorda pienamente sulla coerenza tra le ipotesi di costi da assumere fra le due metodologie, fermo restando che, in molti casi, una stima precisa dei costi *ex-ante* può risultare alquanto complicata, specie per investimenti infrastrutturali soggetti a difficili criticità socio-ambientali, autorizzative e post-autorizzative.

**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?**

RSE osserva che il primo orientamento di AEEGSI di classificare gli investimenti sulla base di intervalli del valore del rapporto B/C (si veda punto 4.7) e, prospetticamente, di utilizzare tale categorizzazione per modulare in modo selettivo gli incentivi (si veda punto 4.9) ha senz'altro il pregio di premiare quegli

investimenti che risultano essere più efficienti in ragione ai costi attesi: inoltre RSE concorda con le osservazioni teoriche espresse da AEEGSI al punto 4.5.

Tuttavia RSE osserva che, all'atto pratico, una selettività degli investimenti basata sull'indicatore relativo B/C non garantisce la collocazione temporale dei diversi investimenti che si conseguirebbe a fronte di una selezione basata sul *Net Present Value* dei benefici netti attesi la quale, intrinsecamente, garantisce la massimizzazione del beneficio netto per il sistema. Si consideri il seguente esempio, volutamente estremo<sup>5</sup>:

- l'investimento "a" ha  $C = 1 \text{ M€}$  e  $B/C = 11$ ;
- l'investimento "b" ha  $C = 1 \text{ G€}$  e  $B/C = 1,5$ ;
- in riferimento ai costi, l'investimento "a" è maggiormente profittevole rispetto all'investimento "b", (quindi, ai sensi delle osservazioni di AEEGSI al punto 4.7, dovrebbe essere una "priorità di sviluppo") ma in termini di *Net Present Value* dei benefici netti attesi, l'investimento "b" dà maggiori benefici per il sistema elettrico rispetto ad "a" (500 M€ rispetto a 10 M€) benché esso, ai sensi delle osservazioni di AEEGSI al punto 4.7, rappresenterebbe un "investimento da valutare").

Anche in considerazione delle specificità degli investimenti attuati nel corso dei periodi di regolazione a partire dal 2004 (che, secondo le osservazioni di AEEGSI al punto 2.55, hanno visto il Gestore di rete favorire opere con elevata remunerazione tariffaria e solitamente con elevati costi d'investimento riconosciuti in tariffa), RSE ritiene che il primo orientamento di AEEGSI possa rivelarsi utile – nel presente contesto del sistema elettrico - nel dare priorità investimenti con costi (a regime, di tipo *totex*) più contenuti, rapporti B/C più elevati e generalmente attuabili con relativa semplicità, rispetto ad investimenti con costi più ingenti, con rapporti B/C solitamente più modesti e più suscettibili di criticità. Tuttavia è ragionevole supporre che il Gestore di rete, a fronte di eventuali meccanismi tariffari incentivanti identificati dal Regolatore e basati sulla selettività degli investimenti (cfr. punto 4.9), tenderebbe ad orientare le proprie scelte d'investimento verso interventi ad elevato rapporto B/C ma, non necessariamente, ad elevato NPV dei benefici netti. Conseguentemente, il Regolatore potrebbe trovarsi a dover rimodulare gli eventuali schemi d'incentivo per favorire nuovamente investimenti ad elevato NPV dei benefici netti e, eventualmente, con costi *totex* maggiori.

Tale prospettiva – volutamente semplificata poiché teorica – potrebbe dare luogo, su un tempo ragionevolmente lungo, ad "oscillazioni regolatorie", incrementando il rischio regolatorio per effetto di possibili variazioni periodiche della metodologia di incentivazione.

In definitiva, RSE concorda con una modulazione selettiva degli incentivi sulla base dell'utilità degli stessi, ma propone che tale incentivo possa essere ottenuto tenendo conto, sia nel rapporto B/C che dell'NPV dei benefici netti. Ad esempio, l'indicatore sintetico identificato per valutazioni selettive potrebbe essere composto da due termini:

- un primo, collegato al rapporto B/C;
- un secondo, collegato all'NPV dei benefici netti;

I pesi fra i primi due termini (con somma pari ad 1), potrebbero essere periodicamente aggiornati (ad esempio, alla conclusione di un periodo regolatorio o di una sua significativa frazione) mantenendo tuttavia coerenza metodologica.

---

<sup>5</sup> Inoltre, per semplicità, si trascurano aspetti relativi alla deviazioni dell'indicatore B/C a fronte delle incertezze intrinseche alle stime di costi e benefici, evidenziate al punto 4.10: la considerazione di tale aspetto è comunque ritenuta pienamente condivisibile da parte di RSE.

**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?**

Laddove possibile, RSE propone di portare particolare attenzione a tipologie di rischio tecnologico (si veda anche osservazione RSE allo spunto di consultazione S1) e ambientale, per affrontare i quali non è chiaro in che misura l'attuale regolazione sia sufficiente.

**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.**

RSE concorda nella proposta di AEEGSI 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, sia in merito alle tempistiche di attuazione che alla possibile valorizzazione dell'incentivo (individuazione premio massimale annuale e proporzionalità dell'incentivo in ragione dei costi ritenuti congrui per l'applicazione di tale metodologia).

Tale schema consentirebbe infatti a Terna di coprire oneri aggiuntivi per struttura, consulenze, studi ed aggiornamento sistemi informativi e di simulazione al fine di garantire risultati dalle CBA il più possibile robusti e resilienti, a tutto vantaggio del sistema elettrico. Tale proposta, congiuntamente o meno alla possibile semplificazione della redazione del Piano di Sviluppo propugnata da AEEGSI<sup>6</sup> e condivisa da RSE, razionalizzerebbe l'uso del personale dedicato agli studi, incrementando sia la quantità ma soprattutto la qualità delle analisi proposte.

RSE concorda sulla plausibilità di pubblicazione dei risultati CBA 2.0 al più tardi nel il Piano di Sviluppo 2018: eventualmente, si potrebbe introdurre una maggiorazione dell'incentivo per applicazione già in Piano di Sviluppo 2017 (o, in alternativa, prevedere l'incentivo massimo per pubblicazione in Piano di Sviluppo 2017 e un incentivo ridotto per pubblicazione in Piano di Sviluppo 2018).

Si osserva che, quando lo schema incentivante di tipo *totex* sarà a regime, tale meccanismo transitorio dovrebbe venir meno: tuttavia, RSE ritiene che tale metodologia di incentivazione potrebbe in futuro ritornare utile anche al fine di rispondere ad eventuali esigenze contingenti (per effetto, ad esempio, di opportunità/necessità puntuali, come quelle relative alla definizione delle *target capacity* interzonali definite ai punti 5.19-5.24).

Infine, RSE concorda con la possibilità, espressa dall'Autorità al punto 5.16, di una verifica, da parte di un soggetto indipendente con adeguate competenze in materia, delle analisi di "CBA 2.0" effettuate e soggette ad incentivazione, con una copertura del campione che sia rispondente al livello di priorità di sviluppo identificata.

---

<sup>6</sup> Appendice C DCO 464/15, C1. Scenari e definizione degli orizzonti temporali, nota 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"

**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?**

RSE concorda nella proposta di AEEGSI di estendere il meccanismo proposto per le CBA 2.0 anche per la definizione di *target capacity* interzonali e condivide la previsione di AEEGSI in merito al conseguimento di tali risultati 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?**

RSE concorda sull'importanza di identificare metriche corrette e trasparenti in relazione ai processi di autorizzazione nonché alle criticità post-autorizzazione. D'altra parte si osserva, come evidenziato da AEEGSI al punto 5.25, che tali specificità sono per lo più "esogene" rispetto al raggio di azione del Gestore della rete: specificatamente a ciò, un'azione legislativa sarebbe senz'altro maggiormente efficace – oltre che, chiaramente, necessaria – al fine di razionalizzare e facilitare i processi autorizzativi. A questo proposito, RSE segnala che è in corso di discussione, in ambito nazionale e regionale, la possibilità di introdurre anche in Italia l'istituto del *débat publique* francese: esso è già stato introdotto ed utilizzato nella Regione Toscana<sup>7</sup> e, recentemente, è stato presentato un disegno di legge al Senato<sup>8</sup>.

In risposta al presente spunto di consultazione, una possibile proposta di RSE potrebbe riguardare, a titolo esemplificativo:

- l'identificazione, da parte di Terna, di un *mapping* degli interventi che, negli ultimi anni/periodi regolatori, sono stati oggetto di criticità dal punto di vista autorizzativo (sia in fase autorizzativa che soprattutto in fase post-autorizzativa), ponendo enfasi, ad esempio:
  - alla tipologia di criticità;
  - al contesto socio-ambientale (evidenziando la presenza di particolari vincoli);
  - all'effetto di tali criticità sul processo autorizzativo (ad esempio, revisione delle stime di costo o ritardi nel conseguimento dei benefici per il sistema elettrico);
- laddove si riscontrasse un "addensamento" della casistica su specifici aspetti/vincoli, Terna potrebbe identificare le azioni che, all'interno del proprio raggio di azione, mitigherebbero le criticità correlate<sup>9</sup>;
- Terna potrebbe identificare, pubblicamente e congiuntamente con gli organi amministrativi e le assemblee degli enti territoriali, una serie di metriche robuste, in grado di misurare la bontà delle proposte del Gestore di rete volte alla risoluzione di possibili criticità lato autorizzativo, nonché le modalità attraverso le quali prevedere una semplificazione dei processi autorizzativi al fine di garantire il rispetto dei vincoli e, nel contempo, garantire il conseguimento dei benefici per il sistema che giustificano le opere;
- a valle dei passi precedentemente elencati, Terna potrebbe identificare, pubblicamente e congiuntamente con gli organi amministrativi e le assemblee degli enti territoriali, un protocollo di possibili azioni per la mitigazione del rischio autorizzativo, sia "endogeno" (da parte di

<sup>7</sup> cfr. legge regionale 46 del 2013.

<sup>8</sup> DDL 1845 - Norme per la consultazione e la partecipazione in materia di localizzazione e realizzazione di infrastrutture e opere pubbliche.

<sup>9</sup> Laddove tali azioni coinvolgessero una variazione delle stime d'investimento nonché delle tempistiche di entrata in esercizio dell'opera, la variazione degli indicatori sintetici di beneficio ottenuti dalla CBA (rapporto B/C, NPV beneficio netto) potrebbe essere riportata in termini di valore atteso e dispersione attorno ad esso.

Terna) che “esogeno” (da parte degli enti e degli organi amministrativi). Previa la necessaria azione legislativa, l’applicazione di un siffatto protocollo potrebbe:

- efficientare la fase di dibattito e partecipazione (con gli organi amministrativi e gli enti locali e contestuale/propedeutica alla fase di progettazione di dettaglio;
- semplificare il processo autorizzativo;
- limitare possibili criticità in fase post-autorizzativa;
- relativamente all’esplicazione di azioni volte a mitigare la componente di rischio “endogeno”, l’applicazione o meno di tale protocollo potrebbe essere suscettibile, a discrezione di AEEGSI, di un riconoscimento a Terna di incentivi corretti e trasparenti finalizzati a un auspicabile miglioramento dei procedimenti autorizzativi, come suggerito al punto 5.26.

Come osserva AEEGSI al punto 5.27, Terna dovrebbe promuovere attività di capacitazione degli *stakeholder* e sensibilizzazione delle amministrazioni locali circa i benefici derivanti dalle infrastrutture elettriche (nonché gli effetti negativi derivanti dalla mancata/ritardata applicazione). Il quadro naturale in cui tali azioni potrebbero essere svolte è quello del dibattito pubblico citato in precedenza ma, al di là dell’introduzione di norme specifiche, già la legislazione attuale prevede forme e momenti di partecipazione, per esempio nel processo di Valutazione di Impatto Ambientale.

Spesso tali momenti rappresentano un confronto soltanto tra attori istituzionali, senza un reale coinvolgimento di tutte le parti interessate (in particolare, quelle locali). A tale proposito, la ricerca in ambito europeo<sup>10</sup> ha evidenziato come un’efficace partecipazione si possa ottenere rispettando alcuni principi basilari. Linee guida che specificano e discutono estesamente questi principi sono già disponibili o in via di completamento: in estrema sintesi si possono citare un inizio tempestivo del coinvolgimento, la possibilità di influenzare effettivamente la decisione finale, la presenza di una procedura formalizzata che sia trasparente e tracciabile, favorire il più possibile l’inclusione di aspetti ambientali e sociali nelle analisi costi-benefici. Nell’ambito delle iniziative per promuovere la partecipazione, particolare rilevanza hanno le assemblee pubbliche, coordinate da una parte terza (*neutral intermediary*) e con la partecipazione di esperti indipendenti ed autorevoli.

L’adozione da parte di Terna di tali pratiche potrebbe essere incentivata – anche economicamente – a copertura parziale dei maggiori costi subiti in considerazione della valenza strutturale che viene attribuita a tali forme di partecipazione. Infatti, se funzionanti, tali forme di partecipazione non solo dovrebbero aiutare a non far degenerare i conflitti in contrapposizioni irresolubili ed aiutare a prendere decisioni migliori ma potrebbero promuovere la fiducia nei processi decisionali adottati dalle istituzioni.

#### **S10. Si ritiene opportuno sviluppare un meccanismo di incentivazione relativo alle capacità *target*? Quali modifiche andrebbero apportate all’esempio presentato e per quali motivi?**

Coerentemente alla propria osservazione in merito allo spunto per la consultazione S8, RSE concorda nella proposta di AEEGSI di estendere il meccanismo proposto per le CBA 2.0 anche per la definizione di *target capacity* sui principali colli di bottiglia della rete nazionale e condivide l’auspicabilità di conseguire tali risultati entro nel PdS 2017. RSE concorda pienamente con la posizione di AEEGSI espressa al punto 5.19 e, in linea con la prospettiva evidenziata da AEEGSI ai punti 5.20 e 5.21, tali valori di *target capacity* dovrebbero senz’altro essere intesi come gli incrementi di capacità di trasporto che è economicamente efficiente realizzare sulla base di un’analisi costi-benefici.

---

<sup>10</sup> Tra cui il progetto INSPIRE-Grid, finanziato nell’ambito del VII Programma Quadro, che è finalizzato ad aumentare il coinvolgimento degli stakeholder nei progetti di espansione rete elettrica per meglio gestire i conflitti e accelerare i processi autorizzativi.

Come già evidenziato, RSE ritiene quindi opportuno che si sviluppi un meccanismo di incentivazione di tipo *output-based* legato alla definizione delle *target capacity* interzonali: bisognerebbe tuttavia porre particolare attenzione evitando confusioni sul tipo di parametro da considerare (GTC, NTC, TTC<sup>11</sup>, etc.), sulla sua definizione e misura, considerando le variazioni temporali/stagionali, la specifica sezione critica, la direzione di flusso e le possibili correlazioni fra valori su più sezioni critiche. È chiaro che variazioni di scenario possono incidere molto sul risultato e sui valori dell'output. Questa misura andrebbe complementata valutando anche l'impatto di un investimento infrastrutturale sul costo complessivo di dispacciamento del sistema: questo tipo di *output* potrebbe essere anche più rappresentativo per la valutazione di convenienza di un investimento, svincolandolo dalla specifica sezione su cui andrebbe a insistere.

In merito al punto 6.8 (ed anche al punto 6.9, ai fini della verificabilità a posteriori degli output), per tener conto delle differenze di capacità in una pluralità di momenti, RSE suggerisce di considerare per lo meno i seguenti livelli di stagionalità:

- stagionalità annuale (inverno, estate);
- stagionalità settimanale (giorni feriali, giorni festivi);
- stagionalità giornaliera (picco, fuori picco).

RSE suggerisce quindi di considerare 8 *point-in-time*<sup>12</sup> che si esplicano per effetto delle possibili combinazioni, come riportato nella seguente tabella<sup>13</sup>.

Point-in-time	Stagionalità annua	Stagionalità settimanale	Stagionalità giornaliera
1	inverno	giorno feriale	picco
2	inverno	giorno feriale	fuori picco
3	inverno	giorno festivo	picco
4	inverno	giorno festivo	fuori picco
5	estate	giorno feriale	picco
6	estate	giorno feriale	fuori picco
7	estate	giorno festivo	picco
8	estate	giorno festivo	fuori picco

**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?**

RSE crede che potrebbe essere opportuno testare un meccanismo d'incentivazione relativo all'efficienza di realizzazione degli investimenti, in vista dell'applicazione delle metodologie *totex*: tuttavia, coerentemente alla propria osservazione in merito allo spunto per la consultazione S3, RSE ritiene opportuno che le logiche *input-base* residue, già previste per investimenti I=3, possano applicarsi anche agli investimenti I=2.

Nondimeno, RSE riconosce la non facile applicabilità di un meccanismo di incentivazione relativo all'efficienza di realizzazione degli investimenti a causa della complessità della determinazione di

<sup>11</sup> GTC (*Grid Transfer Capacity/Capability*), NTC (*Net Transfer Capacity*), TTC (*Total Transfer Capacity*).

<sup>12</sup> cfr. TYNDP 2014, par. 2.4.3, "Content of a planning case".

<sup>13</sup> Più in generale, RSE auspica che tale presentazione delle capacità di trasporto (nel caso *without*, nonché addizionali per effetto dei rinforzi previsti) venga applicata anche nel Piano di Sviluppo.

*baseline* di costi per unità di output da stabilire *ex-ante*, a fronte delle notevoli incertezze insite in tali valutazioni: molte voci di costo sono infatti variabili dipendenti da specifici fattori (ad esempio, geografici, socio-ambientali, etc.) i cui valori possono essere determinati con ragionevole certezza solo *ex post*.

Pertanto, il meccanismo transitorio potrebbe essere testato in fase di studio (con un incentivazione simile a quella prevista per applicazione CBA 2.0) oppure applicato ad un diverso insieme di investimenti.

**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?**

RSE ritiene opportuno sviluppare un meccanismo d'incentivazione relativo alla vulnerabilità strutturale: l'indicatore proposto appare, dal punto di vista teorico, senz'altro appropriato. RSE sottolinea la necessità di chiarire meglio il meccanismo di incentivazione relativo alla vulnerabilità strutturale, anche rispetto alla valutazione di ENS (*ex ante* e *ex post*) sulla rete di trasmissione fermo restando che, sulla base della posizione al punto 6.2, tale proposta verrà sperabilmente sviluppata ulteriormente nelle successive consultazioni.

Sull'effettiva misurabilità e riscontrabilità tecnica dell'indicatore proposto, RSE non ha informazioni sufficienti per poter esprimere, al momento, un parere robusto.

**S13. Si ritiene che siano 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*?**

RSE concorda con la lista di output considerati al capitolo 6 e, nello specifico con quelli aggiuntivi elencati al punto 6.26. In aggiunta ad essi, RSE propone di considerare anche:

- il livello di emissioni di CO<sub>2</sub>;
- incremento dei limiti di stabilità statica ed eventualmente transitoria del sistema elettrico (connessi alla vulnerabilità);
- variazione delle potenze di corto circuito su rete rilevante (connesso alla vulnerabilità);
- incremento di flessibilità del sistema elettrico (connesso all'impiego di tecnologie di trasmissione innovative: ad esempio, possibilità di offerta di inerzia sintetica da parte di sistemi HVDC);
- incremento di controllabilità del sistema elettrico.

**S14. Si hanno altre proposte per meccanismi incentivanti relativi ad altri *output* considerati rilevanti?**

Nessuna osservazione.