

## Allegato A

**Allegato A alla deliberazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel, così come modificato e integrato dalle deliberazioni 856/2017/R/eel, 692/2018/R/eel, 9/2022/R/EEL, 15/2023/R/eel e 392/2024/R/com**

### **REQUISITI MINIMI PER LA PREDISPOSIZIONE DEL PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE**

#### *TITOLO I – DISPOSIZIONI GENERALI*

##### **Articolo 1**

##### *Definizioni*

- 1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04 (di seguito: deliberazione n. 250/04).
- 1.2 Ai fini dell’applicazione delle disposizioni del presente provvedimento si applicano inoltre le seguenti definizioni:
  - a) **Autorità** è l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente;
  - b) **Convenzione di concessione** è la convenzione annessa al decreto del Ministero dello sviluppo economico 20 aprile 2005, recante la concessione delle attività di trasmissione e di dispacciamento dell’energia elettrica, come modificata ed integrata con decreto del Ministero dello sviluppo economico 15 dicembre 2010;
  - c) **European Network of Transmission System Operators for Electricity** ovvero **ENTSO-E** è la Rete europea dei gestori di sistemi di trasmissione dell’energia elettrica, istituita con il Regolamento (CE) n. 714/2009;
  - d) **ENTSO-E CBA 2018** è il documento “2<sup>nd</sup> *ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects FINAL- Approved by the European Commission 27 September 2018*”;
  - e) **gestore del sistema di trasmissione** è Terna S.p.A ai sensi dell’articolo 36, comma 1, del decreto legislativo n. 93/11;
  - f) **interconnector** è un potenziamento delle infrastrutture di interconnessione con l’estero programmato dalla società Terna S.p.A. ai sensi dell’articolo 32 della legge 23 luglio 2009, n. 99;
  - g) **intervento di sviluppo** è l’intervento di sviluppo di cui al paragrafo 2.1.1 del Codice di rete; esso è costituito (i) da opere strettamente interdipendenti e ciascuna individualmente necessaria al raggiungimento del principale beneficio (opere principali) e (ii) da altre opere funzionali e necessarie all’implementazione dell’intervento (opere accessorie);
  - h) **merchant lines** sono le linee elettriche di interconnessione con l’estero di cui all’articolo 1 quinquies, comma 6, del decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 che possono essere oggetto di richiesta di esenzione ai sensi del Decreto del Ministro

## Allegato A

delle Attività Produttive 21 ottobre 2005 o del Regolamento (CE) n. 714/2009;

- i) **Piano di sviluppo** (o **Piano decennale**) è il Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale che Terna S.p.A. predispone ai sensi dell'articolo 36, comma 12, del decreto legislativo n. 93/11;
- j) **metodo PINT (Put IN one at the Time)** è il metodo di valutazione dei benefici illustrato nella ENTSO-E CBA 2018, sezione 2.3, che inserisce un intervento nei modelli di riferimento di rete e di mercato allo studio (che di norma non comprendono interventi di sviluppo), e successivamente calcola i benefici in modo differenziale tra i risultati con l'intervento e i risultati senza l'intervento;
- k) **metodo TOOT (Take Out One at the Time)** è il metodo di valutazione dei benefici illustrato nella ENTSO-E CBA 2018, sezione 2.3, che rimuove un intervento nei modelli di riferimento di rete e di mercato allo studio (che di norma comprendono gli interventi di sviluppo), e successivamente calcola i benefici in modo differenziale tra i risultati con l'intervento e i risultati senza l'intervento;
- l) **Rete di Trasmissione Nazionale** (o **RTN**) è la rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999 e dai successivi decreti ministeriali di rideterminazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale, come modificata ed integrata a seguito degli interventi di sviluppo o di ampliamento approvati dal Ministero dello Sviluppo Economico;
- m) **Ten Year Network Development Plan** (o **TYNDP**) è il piano di sviluppo della rete a livello comunitario, adottato da ENTSO-E ogni due anni ai sensi degli articoli 30, comma 1, e 48 del Regolamento (UE) 2019/943;
- n) **TIT** è l'allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL.

1.3 Ai fini del presente provvedimento si fa inoltre riferimento al capitolo 2 "Sviluppo della Rete" del Codice di rete.

## Articolo 2

### *Finalità del provvedimento e ambito di applicazione*

2.1 Il presente provvedimento ha la finalità di:

- a) favorire logiche di pianificazione e di regolazione ispirate a criteri di selettività degli investimenti, focalizzati sull'utilità per il sistema elettrico;
- b) assicurare trasparenza per quanto concerne le necessità di sviluppo dell'intera Rete di Trasmissione Nazionale e gli interventi di sviluppo pianificati;
- c) fornire elementi informativi utili a tutti i soggetti interessati a partecipare al processo di consultazione pubblica sul Piano decennale;
- d) fornire elementi utili per le attività di valutazione, di controllo e valutazione, di verifica di coerenza ed eventuali richieste di modifica, di vigilanza e di analisi di conformità dell'Autorità sul Piano decennale e per la sua attuazione ai sensi dei commi 36.13, 36.14, 36.14bis, 43.3 e 43.6 del

## **Allegato A**

- decreto legislativo n. 93/11;
- e) fornire elementi utili per le verifiche di competenza dell’Autorità in relazione alla compatibilità della pianificazione e dello sviluppo della RTN con le esigenze di efficienza del servizio di trasmissione, libero accesso alle reti elettriche, promozione della concorrenza e minimizzazione degli oneri connessi all’approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento di cui all’articolo 27, comma 2, della deliberazione n. 250/04;
  - f) fornire evidenze che gli investimenti in reti di trasmissione siano compatibili con l’efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità, come previsto dall’articolo 18, comma 1 del TIT.

## **TITOLO 2 – REQUISITI MINIMI DI COMPLETEZZA E TRASPARENZA DEL PIANO DECENNALE**

### **Articolo 3**

#### *Requisiti minimi informativi del Piano decennale*

- 3.1 Il Piano decennale comprende, dandone chiara distinzione:
- a) interventi di sviluppo pianificati, che costituiscono parte integrante e sostanziale del Piano decennale;
  - b) interventi “in valutazione” o “allo studio”, per cui non sono previste attività realizzative nell’orizzonte di Piano decennale e che possono diventare interventi “pianificati” nei successivi Piani decennali;
  - c) *interconnector*;
  - d) *merchant lines*.
- 3.2 Il Piano decennale contiene almeno i seguenti elementi essenziali:
- a) descrizione degli obiettivi e dei criteri del processo di pianificazione della rete elettrica;
  - b) analisi delle criticità emerse nel sistema elettrico e nei mercati nel periodo precedente la predisposizione del Piano decennale e altre evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati utili alla pianificazione degli interventi di sviluppo;
  - c) analisi delle criticità previste nel sistema elettrico e nei mercati nell’orizzonte di studio, evidenziandone l’evoluzione rispetto al precedente Piano decennale;
  - d) individuazione degli interventi di sviluppo e loro puntuale correlazione con le criticità emerse e previste e con le esigenze di sviluppo che emergono dalle attività di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, ivi incluse una sezione relativa alle infrastrutture di rete per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e una sezione relativa all’analisi di nuovi interventi di sviluppo non pianificati nel precedente Piano decennale; oltre a interventi in valutazione nel Piano precedente, tale sezione include anche gli interventi già pianificati che abbiano significativamente incrementato la consistenza di opere previste rispetto al Piano precedente;
  - e) prospettive e richieste di interconnessione alla RTN mediante

## **Allegato A**

*interconnector* e mediante *merchant lines* e loro correlazione con le criticità del sistema elettrico emerse e previste e con le esigenze di sviluppo di capacità di trasporto interzonale;

- f) proposte di acquisizione di porzioni di rete esistenti ai fini dell'ampliamento dell'ambito della RTN, ai sensi dell'articolo 2 del Decreto del Ministero delle Attività Produttive 23 dicembre 2002 e del Codice di rete, e proposte di dismissione di elementi di rete dalla RTN;
- g) individuazione degli interventi prioritari ai sensi dell'articolo 9, comma 2 della Convenzione di concessione, ed elenco dei progetti di interesse comune che interessano l'Italia, ai sensi dell'articolo 3, comma 6 del Regolamento (EU) 2022/869;
- h) risultati (costi, benefici e altri impatti) attesi con la realizzazione del complesso degli interventi di sviluppo pianificati nel Piano decennale;
- i) schede intervento riportanti le informazioni e l'analisi costi benefici, quando applicata, relative a ciascun intervento pianificato e, nel caso di un intervento già pianificato nel precedente Piano decennale, il suo avanzamento (prima del previsto, come previsto, in ritardo o posticipazione volontaria);
- j) una sintesi tabellare, in formato elaborabile, dei dati principali relativi agli interventi pianificati, agli *interconnector* e alle *merchant lines*, inclusi, ove applicabili, i dati di cui ai successivi commi 5.2 e 5.5;
- k) elenco e breve descrizione degli interventi in valutazione o allo studio o in altre situazioni precedenti lo stato di "intervento pianificato", fornendo separata evidenza dei nuovi interventi posti in valutazione (precedentemente pianificati) e dei nuovi interventi allo studio;
- l) monitoraggio degli interventi per la connessione di utenti alla RTN, come definiti individualmente ai sensi del Codice di rete;
- m) relazione, in forma di elenco, sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente il Piano decennale, corredata dell'indicazione di tempi effettivi di realizzazione e impegno economico sostenuto, nonché delle mancate realizzazioni, sia per ritardi esogeni sia per posticipazioni volontarie sia per cancellazioni di interventi o opere, e delle relative cause;
- n) monitoraggio degli sviluppi di rete determinati da altre disposizioni, quali ad esempio il programma per l'adeguamento e l'eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico o l'attuazione dell'articolo 32 della legge 23 luglio 2009, n. 99.

### **3.3 Il Piano decennale può inoltre contenere:**

- a) specifici approfondimenti riguardo esigenze di regolazione e controllo del sistema elettrico;
- b) sintesi dei risultati di studi di pianificazione svolti in ambito europeo o regionale o bilateralmente con altri gestori di sistemi di trasmissione;
- c) previsioni di utilizzo di sistemi e soluzioni tecnologiche innovative;
- d) proposte per attenuare criticità, ritardi e mancate realizzazioni degli interventi pianificati.

## **Allegato A**

### **Articolo 4**

#### *Documenti complementari al Piano decennale*

- 4.1 Il gestore del sistema di trasmissione correda il Piano decennale con:
- a) un documento recante la descrizione degli scenari utilizzati nel medesimo Piano decennale;
  - b) un documento recante la metodologia per l'analisi costi benefici applicata per la realizzazione degli obiettivi di cui al successivo comma 8.1.
- 4.2 *abrogato*
- 4.3 Il documento recante la metodologia per l'analisi costi benefici fornisce una descrizione dettagliata della metodologia applicata dal gestore del sistema di trasmissione nel processo di valutazione delle infrastrutture elettriche pianificate e inserite nel Piano decennale, nel rispetto dei requisiti definiti nel successivo Titolo 3.
- 4.4 La metodologia per l'analisi costi benefici applicata nel Piano decennale è descritta nell'Allegato A.74 al Codice di rete.
- 4.5 Il Piano decennale individua chiaramente i documenti utilizzati per la predisposizione del Piano, segnalando eventuali miglioramenti e modifiche degli scenari e della metodologia di analisi costi benefici rispetto a quelli utilizzati per il precedente Piano decennale.

### **Articolo 5**

#### *Requisiti minimi in materia di trasparenza delle informazioni relative agli interventi di sviluppo programmati*

- 5.1 Per ciascun intervento di sviluppo (inclusi interventi in valutazione o allo studio), il Piano decennale riporta almeno i seguenti elementi informativi:
- a) una descrizione dell'intervento che specifichi le criticità emerse o previste a cui l'intervento è correlato, eventualmente corredata, per interventi particolarmente complessi, da una rappresentazione grafica delle opere;
  - b) una descrizione dei principali benefici attesi.
- 5.2 Per ciascun intervento di sviluppo pianificato, il Piano decennale riporta inoltre almeno i seguenti elementi informativi:
- a) il nome dell'intervento;
  - b) il codice identificativo dell'intervento nell'ambito del Piano decennale;
  - c) quando applicabile, i codici identificativi dell'intervento utilizzati nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSO-E e nei piani regionali di ENTSO-E;
  - d) la denominazione delle opere che costituiscono l'intervento;
  - e) l'indicazione se l'intervento rappresenti un intervento prioritario di cui al precedente comma 3.2, lettera g) oppure no;
  - f) la categoria principale a cui afferisce l'intervento ("interconnessione con l'estero", "riduzione congestioni tra zone" e "riduzione congestioni intrazonali", "affidabilità della rete in aree metropolitane", "sicurezza e qualità del servizio" ed eventualmente nuove categorie definite

## **Allegato A**

- nell'ambito del documento di cui al precedente comma 4.1, lettera b));
- g) la tipologia dell'intervento, il cui elenco è definito nel documento di cui al precedente comma 4.1, lettera b), in coerenza con i tipi di intervento di cui al comma 2.6.1.2 del Codice di rete e con le tipologie di intervento di cui al comma 2.6.2 del Codice di rete;
  - h) l'anno del Piano decennale in cui l'intervento è stato pianificato per la prima volta oppure reinserito in stato "pianificato";
  - i) l'impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile);
  - j) il confine o la sezione di rete, sia interzonale sia intrazonale, su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile);
  - k) gli impatti in termini di km di territorio occupati, per gli interventi che includono realizzazione o dismissione di opere lineari;
  - l) il costo di investimento effettivo o stimato;
  - m) l'impegno economico già sostenuto;
  - n) le principali categorie di benefici attesi;
  - o) eventuali rapporti di complementarità o in generale di interdipendenza con altri interventi.
- 5.3 Le informazioni di cui alle lettere k), l), m) e n) del comma precedente sono riferite agli impatti sul territorio italiano e ai costi e categorie di beneficio per il sistema elettrico italiano, ad eccezione della categoria di beneficio B18 di cui al successivo comma 12.10, per cui il perimetro di analisi del beneficio corrisponde all'intero sistema oggetto di studio.
- 5.4 Per ciascun *interconnector*, il Piano decennale riporta almeno le informazioni di cui al comma 5.2 e i risultati dell'analisi costi benefici di cui al successivo comma 5.5.
- 5.5 Per ciascun intervento oggetto di analisi costi benefici, il Piano decennale riporta inoltre almeno:
- a) la monetizzazione o la quantificazione delle principali categorie di beneficio;
  - b) il rapporto tra benefici attualizzati e costi totali attualizzati per il sistema elettrico italiano, valutato in coerenza con quanto disposto al successivo comma 12.11;
  - c) il valore attuale netto dei benefici netti per il sistema elettrico italiano;
  - d) quando è applicato il metodo TOOT sequenziale di cui al successivo comma 12.2, l'indicazione della sequenza di interventi considerata ai fini della determinazione del beneficio.
- 5.6 Gli indicatori elencati nel precedente punto 5.5 devono essere presentati tenuto conto del trattamento dell'incertezza di cui al successivo Articolo 10.
- 5.7 Per gli interventi di sviluppo che impattano anche su altri paesi, ove disponibili sulla base dei TYNDP o dei piani regionali di ENTSO-E, il Piano decennale riporta inoltre, per completezza informativa, i costi e i benefici dell'intervento per l'intero perimetro oggetto delle analisi di ENTSO-E.
- 5.8 Per ciascuna opera principale, nonché per le opere accessorie con impegno economico pari o superiore a 15 (quindici) milioni di euro, il Piano decennale riporta almeno i seguenti elementi informativi:



## **Allegato A**

- a) la denominazione dell'opera;
- b) lo stato/fase dell'opera (in valutazione ossia non ancora pianificata, pianificata e in fase di concertazione, in fase di autorizzazione, autorizzata e in fase di progettazione esecutiva, in costruzione, completata, cancellata);
- c) il costo di investimento effettivo o stimato e il costo operativo effettivo o stimato;
- d) l'indicazione del livello di maturità della stima di costo secondo le modalità e le fasi di stima di cui al successivo Articolo 11;
- e) quando applicabile, l'illustrazione di eventuali criticità che determinano maggiori incertezze sui costi stimati;
- f) la data effettiva o stimata di avvio dell'iter autorizzativo o delle attività equiparabili;
- g) la data effettiva o stimata di avvio della realizzazione;
- h) la data effettiva o stimata di completamento;
- i) quando applicabile, l'illustrazione di eventuali criticità che determinano maggiori incertezze sulle date stimate;
- j) l'avanzamento dell'opera rispetto al Piano decennale precedente (prima del previsto, come previsto, in ritardo o posticipazione volontaria);
- k) quando applicabile, la causa del ritardo o la causa della posticipazione volontaria dell'opera.

### **Articolo 6**

#### *Comunicazione e pubblicazione delle informazioni relative a interventi sviluppati da altri promotori*

- 6.1 Il Piano decennale include gli interventi sviluppati da promotori diversi dal gestore del sistema di trasmissione, fornendo una sintesi delle informazioni pubblicate nel TYNDP di ENTSO-E precedente la pubblicazione del Piano decennale.
- 6.2 Il gestore del sistema di trasmissione definisce, nell'ambito del Codice di rete, le modalità e le tempistiche con cui i promotori di interventi inclusi nel TYNDP di ENTSO-E o di progetti di interesse comune possono comunicare un aggiornamento delle informazioni relative ai propri interventi.
- 6.3 Il Piano decennale fornisce evidenza delle informazioni desunte dalle pubblicazioni di ENTSO-E e di quelle oggetto di aggiornamento da parte dei promotori.

### **Articolo 7**

#### *Obblighi di comunicazione e di pubblicazione per il gestore del sistema di trasmissione*

- 7.1 *abrogato*
- 7.2 Il gestore del sistema di trasmissione trasmette all'Autorità lo schema di Piano decennale entro il 31 gennaio degli anni dispari.
- 7.3 Entro lo stesso termine di cui al comma 7.2, il gestore del sistema di trasmissione pubblica le informazioni relative alle interazioni con gli utenti della rete e loro

## **Allegato A**

associazioni nelle fasi di preparazione dello schema di Piano decennale, incluse le interazioni con il Comitato di Consultazione di cui all'articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004.

- 7.4 Il gestore del sistema di trasmissione, a seguito della verifica di conformità del Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi dell'articolo 9, comma 2, della Convenzione di concessione, o trascorso il termine di 45 giorni per detta verifica ai sensi del medesimo comma, trasmette all'Autorità tempestivamente lo schema di Piano decennale ai fini della consultazione pubblica e delle altre attività di competenza dell'Autorità.
- 7.5 Contestualmente alla trasmissione dello schema di Piano decennale di cui al comma 7.4, il gestore del sistema di trasmissione pubblica lo schema di Piano decennale.

### *TITOLO 3 – REQUISITI MINIMI PER L'ANALISI COSTI BENEFICI 2.0*

#### **Articolo 8**

##### *Obiettivi dell'analisi costi benefici*

- 8.1 Le disposizioni di cui al presente titolo recanti i requisiti minimi della metodologia di analisi costi benefici 2.0 perseguono gli obiettivi di:
- migliorare la trasparenza e la completezza delle informazioni alla base delle analisi tecnico-economiche degli interventi di sviluppo della RTN;
  - assicurare la consistenza e la solidità delle valutazioni degli interventi effettuate dal gestore del sistema di trasmissione;
  - promuovere la selettività degli investimenti da parte del gestore del sistema di trasmissione e da parte dell'Autorità;
  - allineare i criteri e i metodi nazionali alle *good practice* internazionali, considerando in particolare quanto avviene in ambito ENTSO-E;
  - utilizzare un approccio prudentiale, atto ad evitare eventuali rischi di *double counting*, di sovrastima dei benefici o di sottostima dei costi, anche in relazione alle attività di regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali;
  - monetizzare, ove fattibile e rilevante, ciascun beneficio associato a ciascun intervento di sviluppo analizzato;
  - porre attenzione alla riduzione dei costi sostenuti dagli utenti del sistema elettrico e all'utilità degli interventi per il sistema elettrico italiano;
  - fornire elementi per lo sviluppo e il funzionamento di meccanismi di incentivazione selettiva degli investimenti.
- 8.2 A partire dal Piano decennale di sviluppo 2023, l'analisi costi benefici si applica:
- a tutti gli interventi di sviluppo della rete con costo di investimento stimato superiore a 50 (cinquanta) milioni di euro;
  - agli interventi di sviluppo costituiti principalmente da uno o più nuovi elementi di rete (ad es. una nuova stazione) con costo di investimento atteso superiore a 25 milioni di euro.



## **Allegato A**

### **Articolo 9**

#### *Anni oggetto di studio*

- 9.1 Il gestore del sistema di trasmissione individua:
- a) un anno oggetto di studio di breve-medio termine (indicativamente tra i 3 e i 6 anni successivi all'anno del Piano decennale);
  - b) un anno oggetto di studio di medio-lungo termine (indicativamente tra i 7 e gli 11 anni successivi all'anno del Piano decennale);
  - c) un anno oggetto di studio di lungo termine, individuato in coerenza con il TYNDP di ENTSO-E.
- 9.2 Ai fini dell'individuazione degli anni studio, il gestore del sistema di trasmissione tiene nella dovuta considerazione la maggiore disponibilità e confrontabilità di dati e previsioni per i cosiddetti anni fissi (ad esempio 2030, 2035, 2040).
- 9.3 L'analisi costi benefici analizza almeno due anni studio per ciascun intervento. Gli interventi con data prevista di completamento successiva al breve-medio termine sono analizzati negli anni studio di medio-lungo termine e di lungo termine. Il gestore del sistema di trasmissione definisce nel Piano decennale le modalità di scelta degli anni studio più opportune per gli altri interventi del Piano decennale.

### **Articolo 10**

#### *Requisiti per il trattamento delle incertezze*

- 10.1 L'anno oggetto di studio di breve-medio termine è principalmente rappresentato mediante un singolo scenario di riferimento (scenario di progresso atteso).
- 10.2 Analisi di sensitività su specifici parametri possono complementare la valutazione dei benefici nello scenario di riferimento di breve-medio termine.
- 10.3 Gli anni studio di medio-lungo termine e di lungo termine sono rappresentati mediante almeno due scenari differenziati (c.d. *contrasting scenarios*), al fine di contemperare le incertezze associate ad orizzonti temporali più lunghi.
- 10.4 Gli interventi di sviluppo afferenti alle categorie "interconnessione con l'estero", "riduzione congestioni tra zone" e "riduzione congestioni intrazonali" sono valutati con riferimento a ciascuno scenario relativo agli anni in cui l'intervento è oggetto di studio. Per gli altri interventi di sviluppo, il gestore del sistema di trasmissione definisce nel Piano decennale le modalità di valutazione più opportune.
- 10.5 La presenza di analisi di sensitività nel breve-medio termine, ove oggetto di studio, e di analisi su scenari differenziati nel medio-lungo termine, è necessaria ai fini della valutazione degli interventi proposti dal gestore del sistema di trasmissione e dell'accesso agli incentivi tariffari ai sensi del TIT.

### **Articolo 11**

#### *Requisiti per l'analisi dei costi*

- 11.1 Le voci di costo da considerare nell'analisi costi benefici di ciascun intervento sono

## **Allegato A**

almeno:

- a) il costo di investimento per la realizzazione dell'intervento, inclusi costi compensativi esogeni alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, costi per la eventuale demolizione di infrastrutture preesistenti;
  - b) i costi operativi, inclusi di esercizio e di manutenzione, durante la vita economica dell'intervento.
- 11.2 Il gestore del sistema di trasmissione definisce, nell'ambito del documento recante la metodologia per l'analisi costi benefici di cui al precedente comma 4.1, lettera b), le fasi di stima dei costi di investimento, tenendo conto di quanto previsto dal comma 5.8, lettera b), che prevedono successivi affinamenti della stima in occasione dell'avanzamento dell'intervento, e applica opportunamente le modalità di stima dei costi in relazione allo stato di avanzamento dello specifico intervento.
- 11.3 La prima fase di stima dei costi, di norma in sede di pianificazione dell'intervento, si basa su un valore di costo *standard* dell'investimento determinato sulla base della valutazione di informazioni storiche sui costi a consuntivo derivanti dalla realizzazione di infrastrutture di trasmissione e tiene conto di un coefficiente di costo aggiuntivo a fronte di eventuali modifiche di progetto.
- 11.4 Il gestore del sistema di trasmissione pubblica nel Piano decennale i costi unitari di riferimento determinati sulla base della valutazione di informazioni storiche sui costi a consuntivo derivanti dalla realizzazione delle infrastrutture e del coefficiente di costo aggiuntivo di cui al precedente comma 11.3.
- 11.5 Il gestore del sistema di trasmissione definisce e applica nel Piano decennale costi di esercizio e di manutenzione annuali *standard* per tipologia di intervento oppure illustra puntualmente le valutazioni effettuate sullo specifico intervento.

## **Articolo 12**

### *Requisiti per l'analisi dei benefici e per l'analisi economica 2.0*

- 12.1 I benefici di ciascun intervento vengono calcolati mediante simulazioni di rete in presenza e in assenza ("*with and without*") dell'intervento in esame o simulazioni di mercato in presenza e in assenza dell'impatto sui limiti di transito associato all'intervento in esame. Le simulazioni devono tenere in considerazione una stima di tutti i fabbisogni del sistema, comprese le necessità di servizi ancillari, includendo per quanto possibile nell'analisi dei costi e dei benefici una stima dell'esercizio del mercato per il servizio di dispacciamento.
- 12.2 Nei modelli di riferimento di rete e di mercato "*with*", per ciascun anno oggetto di studio, sono inclusi tutti gli interventi il cui completamento è pianificato entro tale anno. Quando più interventi di sviluppo impattano sulla medesima sezione di rete, viene di norma utilizzato il metodo TOOT sequenziale, con simulazioni che tengono conto della sequenza funzionale con cui è pianificata la realizzazione dei singoli interventi, come descritto nell'Allegato 3 dello schema di Piano decennale 2015, sezione 4.5.

## **Allegato A**

12.3 Analisi complementari possono essere condotte utilizzando il metodo PINT, qualora ritenuto opportuno per illustrare specifici effetti di interdipendenza tra interventi di sviluppo.

12.4 Le categorie di beneficio da considerare nell'analisi costi benefici sono le seguenti:

- a) B1. variazione (beneficio positivo in caso di incremento) del *socio-economic welfare (SEW)* correlato al funzionamento del mercato dell'energia e all'incremento di limiti di transito tra zone della rete rilevante o ai confini;
- b) B1b. variazione (beneficio positivo in caso di riduzione) dei costi di esercizio della generazione determinata dall'interconnessione di sistemi isolati;
- c) B2a. variazione (beneficio positivo in caso di riduzione) delle perdite di rete calcolata mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico;
- d) B2b. variazione (beneficio positivo in caso di riduzione) delle perdite di rete calcolata mediante utilizzo di approcci semplificati attraverso calcoli di *load flow* alla punta di carico e di coefficienti convenzionali di utilizzazione delle perdite alla punta;
- e) B3a. variazione (beneficio positivo in caso di riduzione) dell'energia non fornita attesa mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico;
- f) B3b. variazione (beneficio positivo in caso di riduzione) dell'energia non fornita attesa mediante utilizzo di simulazioni statiche di *load flow* oppure mediante calcoli semplificati per porzioni di rete in antenna;
- g) B4. costi evitati o differiti (o beneficio negativo in caso di costi addizionali) relativi a capacità di generazione soggetta a regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati dell'energia e del mercato per il servizio di dispacciamento, in assenza di *double counting* con i benefici B1 B7 e B8;
- h) B5a. maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) calcolata mediante simulazioni di rete di tipo probabilistico (congestioni a livello locale);
- i) B5b. maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) calcolata mediante simulazioni statiche di *load flow* (congestioni a livello locale);
- j) B5s. maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili in esito al mercato dei servizi di dispacciamento (riduzione *overgeneration* di sistema), in assenza di *double counting* con i benefici B1, B7 e B8;
- k) B6. investimenti evitati in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili (es. rispetto di vincoli di legge);
- l) B7. variazione (beneficio positivo in caso di riduzione) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento, calcolata mediante simulazioni di tipo nodale;
- m) B8. variazione (beneficio positivo in caso di riduzione) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento, calcolata mediante simulazioni di tipo zonale.

12.5 Il beneficio B1 (*SEW*) è calcolato con riferimento al sistema elettrico italiano (cioè

## **Allegato A**

come somma di variazione di *producer surplus*, *consumer surplus* e rendite di congestione relativi all'Italia).

- 12.6 Il gestore del sistema di trasmissione può presentare separatamente una o più componenti del *SEW*, ove ritenuto opportuno per illustrare la valenza di specifici interventi.
- 12.7 I benefici B2a e B2b sono tra loro alternativi.
- 12.8 I benefici B3a e B3b sono tra loro alternativi. I benefici B5a e B5b sono tra loro alternativi.
- 12.9 Le specifiche categorie di beneficio di cui al precedente comma 12.4 sono monetizzate attraverso i seguenti parametri o modalità:
- il parametro (espresso in €/MWh) con cui monetizzare la variazione di perdite di rete (beneficio B2) è il prezzo medio previsto nel mercato dell'energia (MGP) nell'anno studio, ponderato rispetto alle quantità previste di energia richiesta nelle varie ore dell'anno;
  - il parametro (espresso in €/kWh non fornito) con cui monetizzare la variazione di energia attesa non fornita (ENF) (beneficio B3) è il *Value of Lost Load (VOLL)*, considerato in un intervallo di valori compreso tra 20 €/kWh non fornito e 40 €/kWh non fornito, con modalità di valorizzazione puntuali definite dal gestore del sistema di trasmissione in relazione alla densità, all'industrializzazione o al pregio delle utenze potenzialmente oggetto di disalimentazione.
- 12.10 Le seguenti categorie di beneficio possono essere separatamente considerate nell'analisi costi benefici, qualora ritenuto opportuno per specifici interventi, in presenza dei dovuti chiarimenti metodologici e trasparenza sulle modalità di simulazione:
- B18. variazione (riduzione) delle esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO<sub>2</sub>, ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nel beneficio B1 mediante il prezzo della CO<sub>2</sub> per tenere conto di un eventuale differente valore delle emissioni per la società;
  - B19. variazione (riduzione) degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO<sub>2</sub> né gas effetto serra, quali ad esempio ossidi di zolfo e ossidi di azoto;
  - B16. costi operativi evitati in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili (es. rispetto di vincoli di legge).
- 12.11 L'analisi economica tiene conto delle seguenti ipotesi:
- tasso di sconto 4% reale;
  - vita economica 25 anni di esercizio;
  - nessun valore residuale.
- 12.12 Il gestore del sistema di trasmissione definisce nel Piano decennale la modalità di peso dei benefici attesi ottenuti per ciascuno scenario negli anni studio caratterizzati da scenari differenziati.
- 12.13 L'attualizzazione dei benefici all'anno di predisposizione del Piano decennale tiene

## **Allegato A**

conto delle seguenti regole di interpolazione:

- a) per l'intervallo tra l'anno successivo alla data prevista di completamento e il primo anno studio (estremi compresi): valore dei benefici ottenuto per il primo anno studio;
- b) per l'intervallo o gli intervalli compresi tra due anni studio (estremi esclusi): interpolazione lineare dei benefici ottenuti nei due anni studio;
- c) per l'intervallo tra l'ultimo anno studio e l'anno di fine vita economica (estremi compresi): valore dei benefici ottenuto per l'ultimo anno studio.

12.14 L'analisi economica individua per ciascun intervento almeno:

- a) l'indicatore IUS (indice di utilità per il sistema), pari al rapporto tra i benefici attualizzati e i costi attualizzati all'anno di predisposizione del Piano decennale;
- b) l'indicatore VAN (valore attuale netto) dei benefici netti.

12.15 Nel caso di valorizzazione monetaria di uno o più dei benefici di cui al precedente comma 12.10, il gestore del sistema di trasmissione presenta gli indicatori di cui al comma 12.14 fornendo separata evidenza del valore degli indicatori che considera i soli benefici di cui al comma 12.4 e del valore degli indicatori che considera il complesso dei benefici.

12.16 L'analisi economica può inoltre individuare per ciascun intervento i *range* di incertezza degli indicatori, specificando le ragioni alla base delle incertezze relative sia ai costi sia ai benefici.

12.17 Per gli interventi in stato di realizzazione che siano già stati oggetto di una analisi costi benefici 2.0 ai sensi del Titolo 3 del presente provvedimento, possono essere presentati i risultati relativi ai benefici della preesistente analisi costi benefici 2.0.

12.18 La valutazione dei benefici e dei costi presentata nel Piano decennale non pregiudica la facoltà dell'Autorità di valutare differentemente la robustezza dei benefici previsti o dei costi previsti, le loro incertezze e la loro rilevanza in relazione ai diversi scenari ai fini delle decisioni di remunerazione ed incentivazione delle infrastrutture.

## **Articolo 13**

### *Requisiti per l'analisi degli altri impatti*

13.1 Le seguenti voci di impatto sono quantificate nell'analisi costi benefici:

- a) I21. incremento della capacità di interconnessione o di trasporto tra sezioni della rete, in termini di MW;
- b) I22. variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, del territorio occupato da reti elettriche;
- c) I23 variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di aree di interesse naturale o per la biodiversità;
- d) I24 variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di aree di interesse sociale o paesaggistico.

13.2 Le seguenti voci di impatto possono essere quantificate nell'analisi costi benefici,

### **Allegato A**

ma non monetizzate per garantire l'assenza di *double counting* o per limitata fattibilità tecnica:

- a) I5. maggiore integrazione di produzione da FER calcolata mediante simulazioni di mercato (*overgeneration* di sistema in esito al mercato del giorno prima);
- b) I8. variazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> calcolata mediante simulazioni di mercato relative al mercato dell'energia;
- c) I13. variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte di impatti di eventi estremi, che non sia fattibile esprimere in termini monetari.