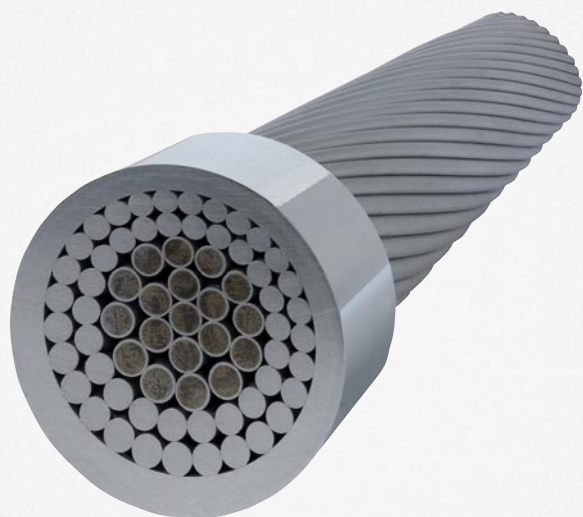


2019

DOCUMENTO METODOLOGICO  
PER L'APPLICAZIONE DELL'ANALISI COSTI BENEFICI  
APPLICATA AL PIANO DI SVILUPPO 2019  
TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA





DOCUMENTO  
METODOLOGICO  
PER  
L'APPLICAZIONE  
DELL'ANALISI  
COSTI BENEFICI  
AL PIANO DI  
SVILUPPO 2019



## INDICE DEI CONTENUTI

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>PREMESSA .....</b>   | <b>7</b>  |
| <b>2</b> | <b>DEFINIZIONI.....</b>   | <b>8</b>  |
| <b>3</b> | <b>METODOLOGIA PER L'ELABORAZIONE DELLE ANALISI COSTI-BENEFICI .....</b>  | <b>9</b>  |
| <b>4</b> | <b>CAMPO DI APPLICAZIONE .....</b>  | <b>10</b> |
| <b>5</b> | <b>SCENARI DI SVILUPPO DEL SISTEMA .....</b>  | <b>11</b> |
| <b>6</b> | <b>METODOLOGIE E MODELLI DI VALUTAZIONE .....</b>   | <b>12</b> |
| 6.1      | Strumenti per le simulazioni di mercato   | 12        |
| 6.2      | Strumenti per le simulazioni di rete  | 13        |
| <b>7</b> | <b>ANALISI DEI BENEFICI .....</b>   | <b>15</b> |
| 7.1      | Premessa  | 15        |
| 7.2      | Variazione (incremento) del socio-economic welfare (SEW) - (B1)   | 16        |
| 7.3      | Variazione (riduzione) delle perdite di rete - (B2)   | 17        |
| 7.4      | Variazione (riduzione) dell'energia non fornita attesa - (B3)   | 18        |
| 7.5      | Costi evitati o differiti 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 - (B4)  | 19        |
| 7.6      | Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) calcolata mediante simulazioni di rete (congestioni a livello locale) - (B5)  | 20        |
| 7.7      | Investimenti evitati in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili - (B6)  | 21        |
| 7.8      | Variazione (riduzione o incremento) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento - (B7)  | 21        |
| 7.9      | Variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte d'impatto di eventi estremi, ulteriori rispetto a quelli già monetizzati nel beneficio B3 - (B13)  | 22        |
| 7.10     | Costi operativi evitati in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili - (B16)  | 22        |
| 7.11     | Variazione (riduzione) delle esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO <sub>2</sub> , ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nei benefici B1 e B7 mediante il prezzo della CO <sub>2</sub> per tenere conto di un eventuale differente valore delle emissioni per la società - (B18) | 23        |
| 7.12     | 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 – (B19)   | 24        |
| 7.13     | Anticipo Fruizione Benefici per il ricorso a soluzioni migliorative in grado di ridurre le tempistiche di completamento - (B20)   | 24        |
| 7.14     | Soluzioni con maggiore sostenibilità ambientale per la Visual Amenity preservata/restituita o VAPR (B21)  | 25        |
| <b>8</b> | <b>ANALISI DEGLI ALTRI IMPATTI .....</b>  | <b>27</b> |
| 8.1      | Premessa  | 27        |
| 8.2      | Incremento della capacità d'interconnessione o di trasporto tra sezioni della rete, in termini di MW (I21)  | 27        |
| 8.3      | Variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione (I22, I23, I24)   | 27        |
| 8.4      | Maggiore integrazione di produzione da FER calcolata mediante simulazioni di mercato (overgeneration di sistema) (I5)   | 28        |
| 8.5      | Variazione delle emissioni di CO <sub>2</sub> calcolata mediante simulazioni relative al mercato dell'energia o al mercato dei servizi di dispacciamento (I8)   | 28        |
| 8.6      | Variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte d'impatto di eventi estremi che non sia fattibile esprimere in termini monetari (I13)  | 29        |

|                         |   |           |
|-------------------------|---|-----------|
| <b>9</b>                | <b>CRITERI DI STIMA DEI COSTI .....</b>   | <b>30</b> |
| 9.1                     | Premessa  | 30        |
| 9.2                     | Introduzione alla stima dei costi   | 31        |
| 9.2.1                   | Costi di investimento (Capex)   | 31        |
| 9.2.2                   | Costi operativi (Opex)  | 32        |
| 9.2.3                   | Ambito di applicazione  | 33        |
| 9.2.4                   | Fasi di avanzamento delle opere e definizione delle <i>milestone</i> per la stima dei costi                       | 33        |
| 9.3                     | Individuazione delle categorie base e criteri di stima dei costi unitari  | 34        |
| 9.3.1                   | Linee aeree   | 34        |
| 9.3.2                   | Linee in cavo   | 35        |
| 9.3.3                   | Stazioni  | 36        |
| 9.4                     | Criteri di stima dei costi di potenziamenti e demolizioni di infrastrutture preesistenti                          | 38        |
| 9.4.1                   | Potenziamenti di linee e ampliamenti/riclassamenti di stazioni preesistenti                                       | 38        |
| 9.4.2                   | Demolizioni di infrastrutture preesistenti  | 38        |
| 9.5                     | Stima di ulteriori voci di costo che compongono il Capex  | 39        |
| 9.5.1                   | Costi del personale capitalizzato   | 39        |
| 9.5.2                   | Costi compensativi esogeni alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione                               | 39        |
| 9.6                     | Fattori incrementali  | 40        |
| 9.6.1                   | Individuazione dei fattori incrementali ( $K_n$ )   | 40        |
| 9.7                     | <i>Contingency</i>  | 43        |
| 9.7.1                   | Individuazione della <i>contingency</i> ( $C_o$ )   | 43        |
| 9.8                     | Livelli di incertezza nella pianificazione economica delle opere  | 44        |
| 9.9                     | Aggiornamento delle stime di costo  | 46        |
| <b>10</b>               | <b>PRINCIPALI IPOTESI ALLA BASE DELL'ANALISI ECONOMICA DEGLI INTERVENTI</b>                                       | <b>48</b> |
| <b>11</b>               | <b>STRUMENTO DI SIMULAZIONE DEL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO E BILANCIAMENTO.....</b>                    | <b>50</b> |
| <b>12</b>               | <b>METODOLOGIA PER LA DETERMINAZIONE DELL'INDICATORE "RESILIENZA" PER LA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE .....</b> | <b>51</b> |
| 12.1                    | Premessa  | 51        |
| 12.2                    | Indicatore di resilienza  | 52        |
| 12.3                    | Resilienza del sistema elettrico  | 54        |
| 12.4                    | Valutazione della vulnerabilità delle linee   | 62        |
| 12.4.1                  | Metodologia per la valutazione della vulnerabilità  | 63        |
| 12.4.2                  | Risultati   | 65        |
| 12.5                    | Conclusioni   | 69        |
| <b>13</b>               | <b>RIFERIMENTI DOCUMENTALI.....</b>   | <b>70</b> |
| <b>14</b>               | <b>APPENDICE INFORMATIVA .....</b>  | <b>73</b> |
| 14.1                    | Limiti di sicurezza del sistema considerati nell'ambito delle simulazioni di rete                                 | 73        |
| 14.2                    | Ipotesi alla base della quantificazione dei benefici  | 74        |
| 14.3                    | Parametri e ipotesi per la valutazione economica dei benefici   | 76        |
| 14.1                    | Tabelle di riferimento valorizzazione benefici  | 80        |
| 14.2                    | Tabelle di riferimento delle categorie base e dei fattori incrementali  | 81        |
| <b>ALLEGATO I .....</b> | <b>91</b>   |           |

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>1</b> | <b>PREMESSA .....</b>  | <b>92</b> |
| <b>2</b> | <b>INDICATORE ANTICIPO FRUIZIONE BENEFICI (B20) .....</b>          | <b>93</b> |
| <b>3</b> | <b>INDICATORE VISUAL AMENITY PRESERVATA/RESTITUITA (B21) .....</b> | <b>98</b> |

## 1 PREMESSA

In data 14 Dicembre 2017, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), con delibera 856/17, ha approvato la proposta Terna della nuova metodologia di analisi costi benefici (ACB 2.0), che costituisce l'allegato A.74 del Codice di Rete e il riferimento per l'analisi costi benefici degli interventi dei Piani di Sviluppo.

L'Allegato A "Requisiti minimi per la predisposizione del piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale" alla Delibera 627/16, come modificato e integrato dalle delibere 856/17 e 692/2018, prevede che il Piano di Sviluppo di Terna sia corredato a partire dalla edizione 2018 da un documento recante la metodologia per l'analisi costi benefici.

Il Piano di Sviluppo 2018 è stato quindi corredato dal documento metodologico per l'applicazione della analisi costi benefici applicata al PdS 2018 (Allegato ACB 2.0 del PdS 2018).

Il Gestore, ai sensi dell'articolo 4.5, ha facoltà di migliorare e modificare la metodologia ACB 2.0 approvata, dando dettagliata evidenza e motivazione delle modifiche introdotte, nell'ambito del Piano o di uno dei suoi documenti di accompagnamento.

Il presente documento riporta:

- in analogia all'allegato ACB 2.0 al PdS 2018:
  - le ipotesi alla base degli strumenti di calcolo adottati;
  - l'analisi puntuale per il calcolo dei benefici e i riferimenti adottati e i criteri per la loro monetizzazione;
  - i criteri di stima dei costi di investimento;
  - le principali ipotesi alla base dell'analisi economica degli interventi
  - un Appendice informativa che riporta i riferimenti e i criteri adottati per la valutazione economica (monetizzazione) dei benefici, i costi unitari delle categorie base, i cluster dei fattori incrementali, gli Opex, i valori delle contingency per fase e una descrizione dello strumento di analisi dei costi per i servizi di rete e di approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento;
  - la metodologia elaborata congiuntamente da Terna e RSE ed i suoi sviluppi per la definizione di un indicatore di resilienza rispetto ad eventi climatici estremi legati a fenomeni di wet-snow.
- i seguenti elementi di novità rispetto all'allegato ACB 2.0 del Piano di Sviluppo 2018:
  - in linea con i più recenti indirizzi ARERA, oltre all'impegno economico già sostenuto e all'investimento stimato di un intervento, viene data evidenza degli eventuali contributi in conto capitale percepiti o in corso di definizione e il valore degli indici economici (IUS e VAN) in presenza o meno di tali contributi;
  - in relazione all'indicatore B<sub>4</sub> relativo ai costi evitati o differiti (o, con segno negativo, costi addizionali) relativi a capacità di generazione soggetta a regimi di remunerazione, nella tabella 6 dell'Appendice è riportata una precisazione sulla modalità di calcolo dell'indicatore;
  - una proposta di nuovi indicatori socio-ambientali: la proposta metodologica elaborata da Terna in collaborazione con Renewables Grid Initiative (RGI) e Legambiente include due nuovi indicatori socio-ambientali:
    - Anticipo Fruizione Benefici (B<sub>20</sub>): quantifica il beneficio che deriva dal ricorso a soluzioni tecniche a maggior sostenibilità ambientale che generalmente riducono le tempistiche autorizzative e quindi di realizzazione del progetto anticipando così la fruizione dei benefici associati all'intervento stesso;
    - Visual Amenity preservata/restituata o VAPR (B<sub>21</sub>): quantifica il beneficio derivante dall'adozione di soluzioni tecnologiche migliorative e innovative a maggior sostenibilità territoriale, valorizzando la variazione del valore del territorio.



La trattazione completa e dettagliata di questi due nuovi indicatori è riportata in Allegato I al presente documento.

## 2 DEFINIZIONI

In aggiunta alle definizioni già incluse nel Glossario del Codice di Rete, vengono riportate di seguito ulteriori definizioni concernenti la metodologia di stima dei costi descritta nel presente documento.

**Intervento di sviluppo:** insieme di opere strettamente interdipendenti e ciascuna individualmente necessaria al raggiungimento del principale beneficio elettrico (opere principali, a volte previste in più fasi temporali) e di altre opere funzionali e necessarie all'implementazione dell'intervento (opere accessorie); compongono le opere principali anche le opere interferenti (es. variante di opere esistenti) e le opere propedeutiche alla realizzazione di quelle principali.

**Opera:** parte di un intervento di sviluppo che in alcuni casi, per motivi autorizzativi e/o tecnici è opportuno trattare in modo aggregato. Sono distinte in opere "standard" e in opere "speciali":

- **Opere "standard":** opere caratterizzate da un accettabile livello di standardizzazione progettuale quali linee aeree, linee in cavo terrestre in corrente alternata, stazioni elettriche di trasformazione e di smistamento con componenti standard, trasformatori, reattori, condensatori, compensatori sincroni.
- **Opere "speciali":** cavi marini in corrente alternata, i cavi HVDC, le stazioni di conversione AC/DC, i macchinari per la regolazione dei transiti di energia sulle linee di trasmissione (PST), i sistemi statici di regolazione della tensione (SVC) e i sistemi di accumulo. Sono considerate "speciali" anche le opere che interessano asset elettrici esistenti (per es. rifacimenti di componenti/sezioni di una stazione e/o di un elettrodotto) caratterizzate da aspetti specifici che non rendono possibile una standardizzazione ex-ante.

**Categoria base:** tipologia di opera o di componente presa a riferimento ai fini della determinazione del costo unitario (es. linea aerea per livello di tensione e per numero di terne, cavo interrato per tensione e per tipologia di conduttore, componente di stazione per tipo di isolamento).

**Consistenza base di riferimento ( $q_b$ ):** quantità di elementi considerati per la costruzione del costo unitario della categoria base definita in condizioni standard (ad es. numero e tipologia di conduttori, armamenti, scavi e fondazioni, montaggi e tesature necessari per un chilometro di linea).

**Consistenza dell'opera ( $q$ ):** consistenza stimata di una categoria base nelle diverse fasi di avanzamento del progetto (ad es. km per una linea, MVar per un reattore, numero di stalli per una stazione).

**Costo unitario ( $C_u$ ):** è il costo di un **chilometro** (per le linee aeree e i cavi), o di un'**unità** per le componenti e apparecchiature di stazione (stalli, sbarre e Parallelo sbarre, ATR, reattori, batteria di condensatori, compensatore sincrono, fabbricato) o **a corpo** (terminazioni elettrodotti e cavi) di una specifica categoria base, stimato in condizioni standard<sup>1</sup> come somma del valore di appalti e apparecchiature, valorizzati sulla base di un prezzo medio dei contratti di approvvigionamento vigenti, e delle ulteriori attività necessarie (es. servizi di ingegneria, servitù, liquidazione danni, collaudi tecnico-amministrativi) valorizzate come media storica.

---

<sup>1</sup> Condizioni standard: condizioni definite al paragrafo 9.3.1 per linee aeree, al paragrafo 9.3.2 per linee in cavo e al paragrafo 9.3.3 per le stazioni.

**Costo base dell'opera** ( $C_b$ ): è la somma dei prodotti tra le consistenze di un'opera ( $q$ ) ed i costi unitari ( $C_u$ ) delle categorie base che la compongono.

**Fattori incrementali**( $k_n$ ): fattori incrementali del costo base dell'opera atti a riflettere sulle stime di costo le specificità dell'opera stessa (es. realizzazione con tecnologie innovative/sperimentali) e del sito (es. tortuosità del tracciato, orografia del territorio, caratterizzazione sismica, archeologica e geologica del sito, livello di inquinamento del sito, presenza di aree protette o antropizzate), nonché le variabili esogene predicibili (ad es. aree in contesti sociali complessi, prescrizioni dalla procedura autorizzativa). Ciascuno di tali fattori assume – in ogni istante e per ogni opera – un valore puntuale compreso entro un range definito ex-ante e viene aggiornato sulla base delle migliori informazioni disponibili.

**Costo standard dell'opera**: è il prodotto tra il costo base dell'opera ( $C_b$ ) ed un fattore pari a  $1 + \sum$  fattori moltiplicativi ( $k_n$ ).

**Costo Opera**: è la somma del costo standard, del costo del personale capitalizzato e di eventuali costi di demolizioni di infrastrutture preesistenti.

**Contingency** ( $C_o$ ): costo che si somma al costo dell'opera finalizzato a considerare l'impatto medio di eventi imprevisi non già inclusi nei fattori moltiplicativi. La *contingency* è definita per ciascuna fase di evoluzione dell'opera in termini percentuali del costo dell'opera, con una progressiva riduzione dalla fase di pianificazione a quella di esecuzione.

### 3 METODOLOGIA PER L'ELABORAZIONE DELLE ANALISI COSTI-BENEFICI

I principali passi per l'applicazione della metodologia ACB 2.0 ad un intervento di sviluppo sono:

1. l'identificazione e quantificazione dei benefici (impatto quantitativo, ad esempio espresso in energia)
2. la monetizzazione del beneficio (moltiplicazione del beneficio di cui al punto precedente per un coefficiente espresso in Euro/quantità);
3. la quantificazione della stima dei costi;
4. il calcolo degli indici economici di sintesi:
  - i. Indice Utilità Sistema (IUS): rapporto tra i benefici attualizzati e i costi attualizzati dell'investimento;
  - ii. Valore Attuale Netto (VAN): valore attualizzato dei benefici netti generati dall'investimento.

## 4 CAMPO DI APPLICAZIONE

La metodologia ACB 2.0 è applicata almeno agli interventi e/o opere programmati da Terna<sup>2</sup> ed inclusi nel Piano di Sviluppo, il cui costo stimato è pari o superiore ai **15 milioni di euro**.

Per ciascun intervento oggetto di ACB 2.0, viene effettuato un aggiornamento dei risultati presentati nel Piano rispetto ai risultati del Piano precedente che consiste:

- i. nella revisione del calcolo dei costi, aggiornati contestualmente alla predisposizione del PdS, in funzione dei nuovi elementi di conoscenza che si aggiungono durante le fasi di pianificazione, concertazione, progettazione, autorizzazione e realizzazione delle opere;
- ii. nella revisione dei benefici a seguito dell'aggiornamento biennale degli scenari del PdS (Documento di descrizione degli scenari<sup>3</sup>) e di motivate modifiche<sup>4</sup> dello scenario.

Per gli interventi che presentano almeno un'opera principale, così come definita dal PdS, in stato di realizzazione e che siano già stati oggetto dell'applicazione della presente metodologia, possono essere presentati i risultati relativi ai benefici della preesistente analisi rapportati ad un costo aggiornato in base al punto i). In tale circostanza, il Piano indica chiaramente l'anno in cui è stata eseguita l'analisi dei benefici.

---

<sup>2</sup> Dalla presente edizione del PdS 2019 sono inclusi i progetti ex - Legge 99/09

<sup>3</sup> Come da Deliberazione dell'Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL

<sup>4</sup> Le modifiche possono riguardare sia la quantificazione (es. variazione della previsione della domanda) che la monetizzazione (es: valorizzazione delle emissioni, costi combustibili) e saranno opportunamente descritte nel Piano.

## 5 SCENARI DI SVILUPPO DEL SISTEMA

Il Gestore individua:

- a. un anno oggetto di studio di breve-medio termine (indicativamente tra i 3 e i 6 anni successivi all'anno del Piano);
- b. un anno oggetto di studio di medio-lungo termine (indicativamente tra i 7 e gli 11 anni successivi all'anno del Piano);
- c. un anno oggetto di studio di più lungo termine, individuato in coerenza con il TYNDP di ENTSO-E.

Conformemente a quanto sopra, il Gestore utilizza, ai fini dell'ACB 2.0, gli ultimi scenari resi disponibili in ambito europeo in tempo utile per la redazione del Piano, a meno di approcci o ipotesi differenti o di *sensitivity* opportunamente motivate dal Gestore.

Per ciascun intervento, l'Analisi Costi-Benefici analizza al fine della quantificazione dei benefici almeno due anni studio. Gli interventi per i quali almeno un'opera principale presenta una data di completamento successiva al breve-medio termine sono analizzati negli anni studio di medio-lungo termine e di lungo termine. Il Gestore definisce nel Piano le modalità di scelta degli anni studio più opportuni per gli altri interventi inclusi nel PdS.

In particolare:

- iii. per l'anno studio di breve/medio termine, considerata la limitata incertezza dell'orizzonte temporale cui si riferiscono, si utilizza principalmente un solo scenario di riferimento, predisposto sulla base delle migliori stime disponibili;
- iv. per l'anno studio di medio/lungo termine, in particolare per gli interventi relativi alle interconnessioni e alla riduzione delle congestioni tra le zone di mercato e intrazonali, si utilizzano almeno due scenari contrastanti;
- v. per l'anno studio di più lungo termine, si utilizzano almeno due scenari contrastanti, selezionati tenendo conto delle alternative disponibili in ambito ENTSO-E, eventualmente modificati sulla base di nuove ipotesi ed assunzioni opportunamente motivate e giustificate dal Gestore nel PdS.

Per i progetti particolarmente complessi saranno effettuate analisi di sensitività, opportunamente motivate, al fine di verificare l'utilità dell'intervento. La scelta del singolo parametro (o del set di parametri correlati) oggetto di analisi di sensitività terrà conto delle indicazioni generali disponibili in ambito ENTSO-E e di eventuali altre specificità dell'intervento in esame.

## 6 METODOLOGIE E MODELLI DI VALUTAZIONE

Nell'ambito delle Analisi Costi-Benefici, gli strumenti generalmente utilizzati per il calcolo dei benefici sono ricompresi in due categorie principali:

- i. strumenti per le simulazioni di mercato;
- ii. strumenti per le simulazioni di rete.

In questo documento, il termine "simulazioni di mercato" è associato a simulazioni che non prevedono la rappresentazione topologica di dettaglio della rete. Per contro, simulazioni che considerano il dettaglio topologico della rete e aspetti di mercato/prezzi, sono associate al termine "simulazioni di rete".

Di seguito è riportata una descrizione dei principi alla base di tali strumenti, mentre si rimanda all' Appendice (§ 14.1 e § 14.2) per i dettagli delle ipotesi e dei parametri di riferimento assunte nelle simulazioni.

### 6.1 Strumenti per le simulazioni di mercato

Gli strumenti per le simulazioni "di mercato" sono tipicamente utilizzati per eseguire calcoli di ottimo economico su un modello che simula il funzionamento dei mercati elettrici dell'energia.

Le analisi sono sviluppate simulando, su scenari previsionali sull'intero orizzonte annuale, la programmazione ottima del dispacciamento del parco di generazione idrico e termoelettrico. Tale simulazione consente di stimare i costi di esercizio delle unità di generazione e il prezzo orario dell'energia nelle diverse zone di mercato e, conseguentemente, il surplus dei produttori e dei consumatori, nonché le rendite di congestione tra le zone di mercato (Socio-Economic Welfare).

L'ottimizzazione del dispacciamento economico del parco idro-termoelettrico avviene attraverso due fasi distinte:

- a. unit commitment: durante questa fase si determina a livello orario lo stato On/Off di ciascuna unità termica, stabilendo un ordine di merito economico delle unità, basato sulle offerte presentate, nel soddisfacimento dei vincoli tecnici delle unità di produzione (termiche/idriche) e dei vincoli di rete del sistema modellato;
- b. dispacciamento: in questa seconda fase si determina la produzione oraria di ogni unità termica in modo coordinato alla produzione idroelettrica, sempre nel rispetto dei vincoli di cui al punto precedente.

La modellizzazione del sistema elettrico ai fini della simulazione del mercato dell'energia include le seguenti informazioni:

- i. modello della rete equivalente: si rappresentano le zone del mercato elettrico collegate tra loro da linee equivalenti. A ciascuna linea sono associati vincoli di transito pari ai limiti di capacità di trasporto di potenza attiva tra le zone, differenziabili per verso e a livello orario;
- ii. carico: si considerano i profili orari di domanda al lordo delle perdite convenzionali di rete in ciascuna zona di mercato. La domanda di energia elettrica è considerata rigida rispetto al prezzo di mercato;
- iii. parco termoelettrico: vengono rappresentate singolarmente le unità di generazione termoelettrica, modellandone le principali caratteristiche tecnico-economiche quali: zona di appartenenza, potenza massima e minimo tecnico di esercizio, rendimento termoelettrico, tipo di combustibile impiegato, costi di avviamento, costi variabili di O&M, indisponibilità media (sia programmata che forzata), durata minima della permanenza in servizio (vincoli di flessibilità) e gli eventuali vincoli di must-run legati all'esercizio in regime cogenerativo connessi a processi industriali o alla fornitura di servizi di teleriscaldamento;
- iv. parco idroelettrico: il parco idroelettrico è modellato mediante impianti equivalenti per zona di mercato e tipologia (stagionali, a modulazione settimanale/giornaliera, fluenti e di pompaggio).

- Le principali caratteristiche rappresentate comprendono la potenza minima e massima degli impianti, il volume minimo e massimo dei serbatoi/invasi ad essi associati, gli apporti naturali nel corso dell'anno, il rendimento energetico ed il rendimento del ciclo di pompaggio/turbinaggio;
- v. combustibili e permessi di emissione (ETS): si indicano i prezzi previsionali dei combustibili utilizzati dalle unità di generazione ed i relativi coefficienti di emissione carbonica, che, associati alla previsione del prezzo dei permessi di emissione, consentono di includere i costi di emissione nella stima dei costi di produzione delle unità;
  - vi. FRNP (fonti rinnovabili non programmabili): tutte le generazioni da fonti rinnovabili non programmabili vengono modellate mediante profili di generazione imposti, determinati a livello di zona di mercato e per tecnologia, in funzione delle ipotesi di installato;
  - vii. import/export sui confini del perimetro di simulazione: l'import e l'export dalle zone periferiche rispetto al perimetro di simulazione (con le aree esterne a detto perimetro) viene rappresentato mediante profili di scambio predeterminati<sup>5</sup>;
  - viii. bid-up delle unità termoelettriche: ai fini della stima delle offerte sul mercato di ciascuna unità di generazione termoelettrica, il modello include una funzione specifica per il calcolo dei mark-up orari, ovvero dell'incremento da applicare ai costi variabili di generazione (costi di combustibile, costi di emissione e costi variabili di O&M), a copertura dei costi di avviamento. La logica per la stima dei mark-up orari è tale da garantire a ciascun impianto di generazione di operare esclusivamente con condizioni di mercato (prezzi zonal e dispacciamento) tali da consentire nel breve termine (ovvero in ogni intervallo di esercizio) la copertura di tutti i costi variabili di produzione. L'applicazione di tale logica è essenziale per la corretta stima dei prezzi di mercato.

La funzione obiettivo, sulla base dei suddetti input, determina il funzionamento del parco di generazione tale da minimizzarne il costo totale nel rispetto di tutti i vincoli sopra citati.

## 6.2 Strumenti per le simulazioni di rete

Le simulazioni di rete si riferiscono prevalentemente ad:

- i. analisi in regime statico di Load Flow;
- ii. analisi in regime probabilistico.

Per le simulazioni di rete, si utilizzano i dati d'indisponibilità di ciascun elemento di rete, calcolati sulla base dei dati storici di guasto (generanti un'indisponibilità di rete) e del conseguente tempo di fuori servizio indicati nell'Appendice al presente documento.

L'analisi in regime statico è condotta mediante strumenti in grado di eseguire un calcolo di Load Flow analizzando una o più condizioni rappresentative del funzionamento del sistema elettrico (cd. *snapshot*) in situazioni ritenute particolarmente indicative.

Gli studi di Load Flow in regime statico permettono di calcolare il profilo delle tensioni nei diversi nodi della rete, i transiti di potenza attiva e reattiva negli elementi di rete (linee aeree, cavi e trasformatori) - individuando eventuali sovraccarichi e/o superamento dei limiti tecnici degli elementi di rete - e le perdite attive e reattive. In quest'analisi, il modello usato rappresenta il sistema elettrico tramite un insieme di nodi

---

<sup>5</sup> Si specifica che, poiché le simulazioni di mercato ai fini della ACB vengono eseguite su scenari che comprendono l'intero perimetro Europeo, i profili di import/export applicati riguardano esclusivamente gli scambi dei paesi Europei periferici con i paesi non inclusi in tale perimetro.

di generazione, di carico e di puro transito e di rami corrispondenti ai collegamenti tra i vari nodi (linee, trasformatori, condensatori, reattori, carichi), tali da consentire la ricostruzione del sistema stesso sia nella sua topologia, che nei suoi dettagli tecnici.

L'analisi in regime probabilistico, invece, partendo da un modello di rete previsionale all'anno oggetto di studio, permette di simulare tutte le configurazioni rilevanti del sistema elettrico, negli scenari previsionali, in un assetto di rete standard prevalentemente ad isole di esercizio. Il metodo probabilistico, con riferimento a un intero anno di funzionamento, seleziona casualmente uno stato di funzionamento del sistema elettrico sulla base dei tassi di indisponibilità di ciascun elemento di rete/impianto e gruppo di generazione programmata, del livello di generazione non programmabile, della disponibilità di capacità alla frontiera e del fabbisogno di energia richiesta, garantendo la copertura del carico sulla base dell'ordine di merito economico delle unità produttive. In questa tipologia di analisi è considerato un numero elevato di simulazioni che consentono di analizzare un altrettanto elevato numero di possibili situazioni di funzionamento, inclusi eventi N-k, che sono poi opportunamente pesati per la loro probabilità di accadimento.

Per gli interventi di sviluppo per i quali è ipotizzabile catturare una molteplicità di categorie di benefici e/o che includono più opere nella stessa porzione di rete, si ricorre a un approccio di analisi del tipo probabilistico.

## 7 ANALISI DEI BENEFICI

### 7.1 Premessa

Le analisi per il calcolo dei benefici sono effettuate sui singoli interventi confrontando il comportamento del sistema in assenza ed in presenza di ciascun intervento nello scenario di riferimento all'anno orizzonte considerato.

In particolare, i benefici di ciascun intervento sono calcolati mediante simulazioni di rete in presenza e in assenza dell'intervento in esame e/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 nell'analisi dei benefici, quando appropriato<sup>6</sup>, una stima dell'impatto sull'esercizio del mercato per il servizio di dispacciamento.

Nel caso base sono inclusi in partenza tutti gli interventi la cui entrata in servizio è pianificata nel medesimo orizzonte temporale; da tale caso base si rimuove unicamente l'intervento in esame e per differenza tra il caso base ed il caso senza l'intervento di sviluppo, si ottengono i benefici da legare all'intervento (approccio TOOT: Take Out One at the Time).

Analisi complementari, qualora ritenute opportune per illustrare specifici effetti d'interdipendenza tra interventi di sviluppo, possono essere condotte utilizzando un approccio opposto: si calcolano i benefici di un progetto partendo da un caso base in cui non sono presenti interventi di sviluppo e aggiungendo unicamente l'intervento in esame. Per differenza tra il caso con l'intervento e il caso base, si ottengono i benefici da legare all'intervento (PINT: Put IN one at Time).

Le categorie di beneficio (fra parentesi, la variazione che corrisponde a un beneficio positivo) da considerare nell'Analisi Costi-Benefici sono di seguito riportate:

- i. B1. variazione (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;
- ii. B2.a. variazione (riduzione) delle perdite di rete calcolata mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico;
- iii. B2.b. variazione (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;
- iv. B3.a. variazione (riduzione) dell'energia non fornita attesa calcolata mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico;
- v. B3.b. variazione (riduzione) dell'energia non fornita calcolata mediante utilizzo di simulazioni statiche di load flow;
- vi. B4. costi evitati o differiti (o, con segno negativo, 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 e B7;
- vii. B5.a. maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) calcolata mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico (congestioni a livello locale);

---

<sup>6</sup> Ad esempio, interventi relativi a qualità e sicurezza potrebbero non avere impatti significativi sul mercato dei servizi di dispacciamento.



- viii. B5.b. maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) calcolata mediante utilizzo di simulazioni statiche di load flow (congestioni a livello locale);
- ix. 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);
- x. B7. variazione (riduzione) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento;

I benefici B2.a e B2.b, così come i benefici B3.a e B3.b e B5.a e B5.b, sono tra loro alternativi.

Per specifici interventi, qualora ritenuto opportuno, possono essere separatamente considerate nell'analisi costi-benefici le seguenti categorie di beneficio:

- i. B13. variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte di impatti di eventi estremi, ulteriori rispetto a quelli già monetizzati nel beneficio B3;
- ii. B16. costi operativi evitati associati a infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili (es. rispetto di vincoli di legge);
- iii. 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;
- iv. 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.

In aggiunta, Terna ha sviluppato una nuova metodologia che consente di identificare due nuovi indicatori Socio-Ambientali:

- v. B20. - Anticipo Fruizione Benefici: quantifica il beneficio che deriva dal ricorso a soluzioni tecniche a maggior sostenibilità ambientale che generalmente riducono le tempistiche autorizzative e quindi di completamento del progetto anticipando così la fruizione dei benefici associati all'intervento stesso;
- vi. B21. Visual Amenity preservata/restituita o VAPR che quantifica il beneficio derivante dall'adozione di soluzioni tecnologiche migliorative e innovative a maggior sostenibilità territoriale, valorizzando la variazione del valore del territorio di una o più soluzioni migliorative rispetto alla soluzione "standard".

## 7.2 Variazione (incremento) del socio-economic welfare (SEW) - (B1)

L'indicatore misura l'aumento del *social welfare* che deriva dalla maggiore efficienza/convenienza degli scambi di energia sul mercato correlata alla realizzazione di nuove infrastrutture di trasmissione.

- Il *social welfare* è valutato attraverso l'approccio del *Total Surplus* (TS) in cui la funzione obiettivo prevede la massimizzazione del *welfare di sistema* nei mercati basati sul sistema a prezzo marginale. In tali sistemi, se sono presenti congestioni, ciò equivale a massimizzare la somma del surplus dei consumatori (*consumer surplus*), del surplus dei produttori (*producer surplus*) e delle rendite da congestione (*congestion rents*).

Nella valutazione si assumono le seguenti ipotesi semplificative:

- mercato perfettamente concorrenziale (in particolare, per convenzione si trascurano le dinamiche derivanti dall'esistenza di un eventuale potere di mercato);
- impianti profittevoli, ovvero impianti che offrono sul mercato prezzi tali da evitare perdite economiche e ottengono un ricavo maggiore o uguale ai propri costi variabili di generazione.

Il Total Surplus permette di:

- individuare le variazioni di welfare di ciascuna zona di mercato<sup>7</sup> rappresentata nel modello;
- identificare le variazioni del beneficio dell'intervento di sviluppo di rete distintamente per consumatori<sup>8</sup> e produttori.

Il beneficio derivante dalla realizzazione di un intervento di sviluppo è dato dalla differenza del *social welfare* (e delle sue componenti *producer surplus*, *consumer surplus* e *congestion rent*) con e senza l'intervento in esame, in funzione della variazione dei limiti di transito tra le zone di mercato che l'intervento determina.

I simulatori di mercato utilizzati per questo tipo di analisi sono tipicamente in grado di effettuare calcoli orari di tipo deterministico lungo l'intero anno di riferimento nello scenario previsionale considerato.

L'indicatore è pertanto applicabile alla valutazione dei benefici dei soli interventi che determinano una variazione dei limiti di transito tra zone di mercato, comprese quelle a ridosso delle frontiere.

L'analisi fornisce direttamente la valorizzazione economica dell'indicatore (M€/anno).

### 7.3 Variazione (riduzione) delle perdite di rete - (B2)

La maggior parte degli interventi di sviluppo aumenta la magliatura della rete di trasmissione e ne ottimizza i flussi di potenza. Alla conseguente riduzione delle perdite di rete è associabile un beneficio per il sistema, inteso anche come contributo alla promozione dell'efficienza energetica.

#### Valutazione mediante simulazioni probabilistiche (B2.a)

Il calcolo è effettuato ricorrendo a simulazioni di tipo probabilistico. Tale valutazione fornisce il valore in energia Q<sub>2</sub> (MWh/anno).

#### Valutazione mediante simulazioni statiche (B2.b)

Il calcolo è effettuato attraverso simulazioni di Load Flow in regime statico condotte su scenari previsionali alla punta di carico (peakload) e/o in più condizioni rappresentative.

Tale valutazione fornisce il valore in potenza (MW).

La conversione in energia Q<sub>2</sub> si ottiene moltiplicando la variazione delle perdite di rete per le ore di utilizzo delle perdite equivalenti alla punta di carico, eventualmente utilizzando opportuni pesi per le condizioni analizzate (numero di ore rappresentative in un anno).

#### Valutazione economica del beneficio

La monetizzazione della riduzione di perdite di rete è uguale a:

$$B_2 \text{ [€/anno]} = Q_2 \text{ [MWh/anno]} * PUN^9 \text{ [€/MWh]}$$

---

<sup>7</sup> Tale aspetto è di fondamentale importanza per gli interventi di interconnessione con l'estero in quanto il metodo del TS consente di determinare il beneficio in termini di surplus per l'Italia.

<sup>8</sup> Ossia quei soggetti che ad oggi sostengono il costo delle infrastrutture di trasmissione.

<sup>9</sup> Nell'ambito dell'ACB si intende per PUN 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.

## 7.4 Variazione (riduzione) dell'energia non fornita attesa - (B3)

La variazione del rischio di energia non fornita (ENF) correlata alla realizzazione di nuovi interventi di sviluppo è valutata attraverso uno dei due approcci di seguito descritti.

### Valutazione mediante simulazioni probabilistiche (B3.a)

Nella valutazione della variazione del rischio di energia non fornita tramite simulazioni probabilistiche, al verificarsi di un sovraccarico > 100%, il simulatore compie una riduzione del carico fino a riportare il funzionamento della rete entro i limiti.

La riduzione del carico determina il valore della Potenza non fornita ( $P_{NF}$ ) in ciascun time step e in ciascuna estrazione Monte Carlo della simulazione probabilistica.

Tutti gli eventi di guasto simulati nell'analisi della sicurezza statica sono eventi disgiunti tra loro e quindi cumulabili al fine della stima dell'ENF.

La sommatoria delle  $P_{NF}$  di ciascuna delle condizioni considerate, in base al numero delle stesse condizioni verificate, è rettificata rispetto ad un anno equivalente, restituendo il valore di Energia non Fornita come media dei valori calcolati.

Tale valutazione fornisce il valore in energia  $Q_3$  (MWh/anno).

### Valutazione mediante simulazioni statiche (B3.b)

La valutazione della variazione del rischio di energia non fornita tramite simulazioni di load flow, effettuata a partire dalle condizioni di sicurezza descritte nell'appendice informativa, considera una sequenza di eventi N-1<sup>10</sup> disgiunti tra loro e quindi cumulabili al fine della stima dell'ENF ( $Q_3$ ).

L'ENF generata dal singolo evento si calcola con la seguente formula:

$$EnF = \sum IG \cdot h_{eq} \cdot L \cdot P_{NF}$$

Dove:

- IG: tasso annuo di guasto;
- $h_{eq}$  ore equivalenti alla punta;
- L è la lunghezza del componente guasto (oppure 1 per i trasformatori).

Ogni evento di guasto N-1 emerso nell'analisi, tale da causare un impegno di un elemento di rete > 100% (sovraccarico), conduce ad un valore di  $P_{NF}$  (Potenza non fornita) diverso da zero.

Tale valore potrebbe essere ridotto per tener conto della stagionalità/peculiarità dello snapshot e qualora tale riduzione venisse applicata sarà cura del gestore esplicitarla con opportune motivazioni.

Nel caso di analisi statiche, utilizzando un solo snapshot di rete, si ritiene di poter rilassare il vincolo di sovraccarico di cui sopra, agendo localmente sul dispacciamento dei gruppi o sulla topologia della rete; laddove possibile, pertanto, il calcolo di  $P_{NF}$  farà riferimento a tre situazioni:

- i. evento N-1 che genera sovraccarichi compresi tra il 100% ed il 120% su elettrodotti (< 110% nel caso di ATR): se sono presenti azioni di re-dispacciamento o riconfigurazione di rete, tali da ricondurre tutti gli impegni a meno del 100%, senza che la sicurezza del sistema ne resti

---

<sup>10</sup> di norma non si simulano eventi N-k, salvo i casi in cui emerga una indicativa probabilità di accadimento del guasto

- significativamente compromessa, allora  $P_{NF}=0$ ; in caso contrario, si stima l'entità della potenza non fornita per ricondurre gli elementi di rete ad un impegno del 100%, quindi  $P_{NF}>0$ ;
- ii. evento N-1 che genera almeno un sovraccarico > 120% su elettrodotti (nel caso di  $ATR > 110\%$ ): si considera, in primis, l'apertura dell'elemento di rete in sovraccarico con l'impegno più alto, a valle di ciò, i flussi sulla rete vengono ricalcolati identificando un nuovo impegno su ogni elemento; se, dopo tale calcolo, sono ancora presenti elementi con un impegno > 120%, allora si procede in cascata, finché non risulta che tutti i sovraccarichi si riportano a valori < 120% (nel caso di  $ATR < 110\%$ ) oppure finché non si genera una porzione di rete isolata e disalimentata senza altri elementi di rete in sovraccarico; il valore  $P_{NF}>0$  risulta pari al carico totale della rete isolata e disalimentata;
  - iii. evento N-1 su antenne strutturali: un elettrodotto che alimenta dei carichi in antenna, in seguito al fuori servizio, genera la disalimentazione delle utenze ad esso connesse, in questo caso il valore di  $P_{NF}$  è pari al carico totale delle utenze disalimentate.

L'analisi fornisce il valore di potenza disalimentata (MW).

### Valutazione economica del beneficio

La monetizzazione dell'energia non fornita attesa è uguale:

$$B_3 [\text{€/anno}] = Q_3 [\text{MWh/anno}] * \text{Value of Lost Load} [\text{€/MWh}]$$

Le valorizzazioni del parametro Value of Lost Load sono riportate nell'Appendice informativa.

## 7.5 Costi evitati o differiti 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 - (B4)

I regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati sono:

- meccanismi di remunerazione della capacità;
- impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico.

Per quanto riguarda il primo regime, si valuterà se fattibile e rilevante monetizzare un beneficio associato a interventi di sviluppo in analisi.

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sono quegli impianti indispensabili, anche per periodi limitati dell'anno, per la gestione in sicurezza della rete e l'alimentazione dei carichi.

Gli impianti essenziali sono soggetti a regimi di remunerazione in ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 63 dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e Sistema Idrico (oggi ARERA) n. 111/06, come successivamente modificata ed integrata.

L'individuazione di impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico si rende necessaria qualora la configurazione della rete non presenti alternative all'utilizzo di specifici gruppi di generazione.

Gli impianti individuati come essenziali restano tali fino a quando l'adeguamento e lo sviluppo del sistema ne rimuovono le cause che ne hanno determinato l'essenzialità, ad eccezione di quei casi in cui, in ragione di situazioni esogene al controllo del gestore, si determina un mutamento della disponibilità delle risorse connesse alla porzione di rete interessata.

Il superamento dell'essenzialità attraverso l'intervento di sviluppo dipende infatti anche da variabili esogene non pienamente controllabili dal gestore di rete (fabbisogno, generazione distribuita, disponibilità delle unità produttive).

### Valutazione economica del beneficio

La valorizzazione economica dell'indicatore B<sub>4</sub> (M€/anno) è ottenuta facendo riferimento alla Tabella 6 dell'Appendice informativa.

## **7.6 Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) calcolata mediante simulazioni di rete (congestioni a livello locale) - (B5)**

Le limitazioni alla produzione rinnovabile sono identificate a livello locale (*overgeneration* locale) nelle ore in cui la generazione rinnovabile deve essere ridotta al fine di evitare sovraccarichi, a causa delle congestioni presenti sulla rete, prevalentemente quella di sub-trasmissione.

La riduzione del rischio di *overgeneration* locale è quantificata tramite simulazioni di rete nei due seguenti modi:

- mediante simulazioni probabilistiche;
- attraverso simulazioni deterministiche con load-flow statico.

È indicata quale *overgeneration* di sistema – I<sub>5</sub>, la valutazione del rischio di *overgeneration* effettuata con simulatore di mercato, in assenza di modellizzazione della rete in tutti i suoi livelli di tensione.

### **Valutazione mediante simulazioni probabilistiche (B5.a)**

Tipicamente per interventi con impatti su porzioni di reti estese si effettuano simulazioni di tipo probabilistico su rete previsionale, in presenza e in assenza dell'intervento di sviluppo in esame.

Nell'analisi, al verificarsi di un sovraccarico superiore ai limiti consentiti (cfr. APPENDICE INFORMATIVA), laddove nessuna azione di re-dispacciamento di unità convenzionali sia praticabile per la risoluzione del sovraccarico stesso, è effettuata una riduzione lineare della produzione FER fino a riportare il sovraccarico iniziale al di sotto della soglia tollerabile.

La riduzione della produzione da fonte rinnovabile (FER) in assenza del nuovo intervento determina il valore di *overgeneration* (OG) che il nuovo intervento consente di integrare.

Tutte le contingenze simulate nell'analisi probabilistica sono eventi disgiunti tra loro e quindi cumulabili al fine della stima dell'OG. La sommatoria delle OG di ciascun evento, in base al numero di simulazioni, è parametrizzato rispetto ad un anno equivalente.

Le simulazioni forniscono il valore in energia Q<sub>5</sub> (MWh/anno).

### **Valutazione mediante simulazioni statiche (B5.b)**

Tipicamente per porzioni di reti di subtrasmissione (ad es. porzioni di rete AT alimentate da stazioni di trasformazione AAT/AT e/o antenne AT), si effettuano simulazioni statiche su rete previsionale in presenza e in assenza dell'intervento di sviluppo in esame, condotte su una o più specifiche situazioni di funzionamento della porzione di rete interessata in cui si possono verificare maggiori criticità di esercizio e di conseguenza il rischio di ridurre l'energia prodotta da FER.

Nell'analisi con simulazione statica, al verificarsi di un sovraccarico superiore ai limiti consentiti (cfr. APPENDICE INFORMATIVA), laddove nessuna azione di re-dispacciamento di unità convenzionali sia praticabile per la risoluzione del sovraccarico stesso, l'operatore esegue una riduzione della produzione FER fino a riportare il sovraccarico iniziale al di sotto della soglia tollerabile.

Gli eventi di contingenza analizzati, eventi N-1<sup>11</sup>, sono disgiunti tra loro, e quindi cumulabili al fine della stima dell'OG locale evitata.

Le simulazioni forniscono il valore di maggiore integrazione di capacità FER in MW. Successivamente si considerano le ore (h) equivalenti al picco di generazione rinnovabile o della situazione in cui si verifica la criticità (es. le ore di alta idraulicità) per ottenere il valore in energia (MWh/anno).

### **Valutazione economica del beneficio**

La monetizzazione della maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili è uguale:

$B_5 [\text{€/anno}] = Q_5 [\text{MWh/anno}] * \text{prezzo medio previsto nella relativa zona nel mercato dell'energia} [\text{€/MWh}]$

## **7.7 Investimenti evitati in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili - (B6)**

Questo indicatore quantifica i costi degli investimenti che l'intervento di sviluppo consente di evitare. Tali investimenti sono riconducibili principalmente a razionalizzazione/riassetto della rete esistente che sarebbero stati altrimenti necessari come risposta a esigenze inderogabili (rispetto vincoli di legge, obblighi di connessione, manutenzione straordinaria/rifacimento di asset esistenti per garantire la sicurezza di persone e cose, etc.).

Qualora sia valorizzato il beneficio B6, può essere valutata la significatività di eventuali costi operativi evitati come definiti in seguito (B16).

L'analisi fornisce la valorizzazione economica dell'indicatore (M€ di investimenti evitati o differiti) l'anno in cui l'investimento sarebbe stato realizzato e, nel caso in cui l'investimento sia differito, il numero di anni di differimento.

## **7.8 Variazione (riduzione o incremento) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento - (B7)**

Il rispetto dei vincoli di esercizio (limiti di trasporto su sezioni di rete critiche, stabilità di frequenza e tensione) è una condizione necessaria per la sicurezza del sistema elettrico (§ 14.1).

A valle del mercato dell'energia, durante il quale si considerano solo i vincoli delle unità di produzione e i limiti di transito tra le zone di mercato, al fine di garantire in ogni istante il rispetto di tutti i vincoli di esercizio è necessario approvvigionare risorse di rete sul mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) atte a:

- assicurare adeguati margini di riserva secondaria e terziaria per garantire il bilanciamento di carico e generazione e gli scambi programmati;
- mantenere profili di tensione adeguati e all'interno dei limiti previsti;
- evitare sovraccarichi sugli elementi di rete.

La realizzazione di determinati interventi di sviluppo consente di ridurre o eliminare alcune violazioni previste di vincoli di esercizio nei dispacciamenti ottenuti a vale del mercato dell'energia pre-MSD e, conseguentemente, di ridurre i costi delle suddette risorse approvvigionate sul MSD.

---

<sup>11</sup> Di norma non si simulano eventi N-k, salvo i casi in cui emerge una indicativa probabilità di accadimento del guasto e delle relative conseguenze

Un rinforzo intrazonale, avendo un effetto di tipo locale, riduce principalmente le movimentazioni sul MSD necessarie a eliminare le congestioni della specifica zona di mercato su cui insiste.

Un rinforzo interzonale invece, oltre a aumentare i limiti di transito tra zone di mercato, può contribuire a rendere disponibili risorse in zone contigue che riducono le movimentazioni sul MSD necessarie sia a eliminare le congestioni intrazonali, sia a garantire i margini di riserva per bilanciare l'intero sistema.

La simulazione fornisce le movimentazioni totali "a salire" e "a scendere" espresse in MWh/anno, in presenza dell'intervento in esame[Q7].

#### **Valutazione economica del beneficio**

La monetizzazione della variazione costi per servizi di rete è uguale:

$B_7$  [€/anno] =  $Q_7$  [MWh/anno] \* stima/proiezioni costi approvvigionamento risorse mercato dei servizi [€/MWh]

### **7.9 Variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte d'impatti di eventi estremi, ulteriori rispetto a quelli già monetizzati nel beneficio B<sub>3</sub> - (B<sub>13</sub>)**

Tale indicatore è valutato per quegli interventi finalizzati all'incremento della resilienza del sistema a fronte d'impatti di eventi estremi.

L'indicatore B<sub>13</sub>, si calcola come la riduzione di energia non fornita legata all'accadimento di eventi estremi e senza considerare gli eventi ordinari analizzati dall'indicatore B<sub>3</sub> (con e senza intervento di sviluppo).

L'indicatore è valutato facendo riferimento ai seguenti dati di input:

- UD rappresenta l'Utenza Disalimentata [MW];
- Tr è il tempo di ritorno della Cabina Primaria disalimentata a seguito del manifestarsi dell'evento che causa il disservizio per cause di ghiaccio e neve;
- $1/Tr$  è la Probabilità che l'evento produca un disservizio;
- H è la durata del disservizio.

L'energia non fornita legata all'accadimento di eventi estremi [Q<sub>13</sub>] è valutata come:

$$[Q_{13}] = UD * H / Tr \text{ [MWh/anno]}$$

Tale valore viene calcolato in situazione di pre-intervento e post-intervento. Dalla differenza dei due valori si ricava l'impatto atteso agli Utenti sottesi dalla CP.

L'analisi fornisce il valore in energia non fornita annua [Q<sub>13</sub>] (MWh/anno) tenendo conto del fuori servizio per cedimento strutturale della rete delle linee elettriche e di conseguenza delle Cabine di utenza in particolare legato a fenomeni di "wet-snow".

#### **Valutazione economica del beneficio**

La monetizzazione dell'incremento di resilienza a fronte di eventi estremi è uguale a:

$B_{13}$  [€/anno] =  $Q_{13}$  [MWh/anno] \* Valori definiti nell'appendice informativa [€/MWh]

### **7.10 Costi operativi evitati in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili - (B<sub>16</sub>)**

Qualora significativi, si considerano anche gli oneri di esercizio e manutenzione ordinaria (OPEX) degli asset che avrebbero dovuto essere rinnovati/mantenuti in servizio in assenza dell'intervento di sviluppo e che invece sono previsti in demolizione nel piano di riassetto.

L'analisi fornisce la valorizzazione economica dell'indicatore (M€/anno di costi operativi evitati o differiti) e, nel caso in cui l'investimento sia differito, il numero di anni di differimento.

### **7.11 Variazione (riduzione) delle esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO<sub>2</sub>, ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nei benefici B1 e B7 mediante il prezzo della CO<sub>2</sub> per tenere conto di un eventuale differente valore delle emissioni per la società - (B18)**

Questo indicatore misura il beneficio derivante dalla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, associabile ai seguenti fattori non valutati nell'ambito dell'indicatore B1 (o B7):

- impatto delle emissioni sulla salute pubblica (es. problemi respiratori, cardiocircolatori, ipertensione, etc.);
- impatto delle emissioni sull'ambiente (es. depositi calcarei su edifici, polveri, etc.).

La valutazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> è conseguibile attraverso:

- i. la variazione del mix produttivo, a favore di impianti alimentati da fonti rinnovabili o di impianti termoelettrici più efficienti, conseguente alla realizzazione di un intervento di sviluppo volto a ridurre o risolvere congestioni di rete sia interzonali (incremento dei limiti di transito tra le zone di mercato) che intrazonali (incremento della capacità di trasporto su sezioni critiche della rete AAT o AT all'interno di una zona di mercato);
- ii. la riduzione delle perdite di rete cui corrisponde una minore produzione di energia da fonti convenzionali.

Per quantificare la variazione delle emissioni associate alla modifica del mix produttivo, si ricorre alle simulazioni di mercato in grado di analizzare il dispacciamento della generazione in assenza e presenza dell'intervento di sviluppo in esame, effettuate per il calcolo dell'indicatore B1.

L'impatto sulla CO<sub>2</sub>, relativo a interventi di sviluppo intrazonale che incide sui volumi del mercato MSD, tiene conto delle simulazioni del re-dispacciamento degli impianti di produzione e del nuovo mix produttivo effettuate per il calcolo dell'indicatore B7.

I volumi di energia dovuti al nuovo mix produttivo sono convertiti nel corrispondente valore di minore emissione di CO<sub>2</sub> (t/anno), utilizzando coefficienti di emissione specifici di ciascuna tecnologia di generazione.

I volumi di energia dovuti a una variazione delle perdite di rete sono convertiti nel corrispondente valore di minore emissione di CO<sub>2</sub> (t/anno), utilizzando il coefficiente di emissione concernente la tecnologia di generazione marginale.

Tale valutazione fornisce il valore di emissione (ton/anno). Tale valore (Q18) include il valore I8 descritto nel successivo capitolo.

#### **Valutazione economica del beneficio**

Il valore economico della riduzione di esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO<sub>2</sub> è uguale:

$B_{18} [\text{€/anno}] = Q_{18} [\text{t/anno}] * (\text{valore sociale esternalità CO}_2 [\text{€/t}] - \text{prezzo delle emissioni CO}_2 \text{ già considerato } [\text{€/t}])$



### 7.12 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 – (B19)

Questo indicatore misura il beneficio derivante dalla riduzione delle emissioni d'inquinanti quali ad esempio NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, PM<sub>2,5</sub> e PM<sub>10</sub>, associabile ai seguenti fattori:

- impatto delle emissioni sulla salute pubblica (es. problemi respiratori, cardiocircolatori, ipertensione, etc.);
- impatto delle emissioni sull'ambiente (es. depositi calcarei su edifici, polveri, etc.);
- non valutati nell'ambito dell'indicatore B1.

La valutazione delle emissioni è conseguibile attraverso:

- la variazione del mix produttivo, a favore di impianti termoelettrici più efficienti, conseguente alla realizzazione di un intervento di sviluppo volto a ridurre o risolvere congestioni di rete sia interzonali (incremento i limiti di transito tra le zone di mercato) che intrazonali (incremento della capacità di trasporto su sezioni critiche della rete AAT o AT all'interno di una zona di mercato);
- la riduzione delle perdite di rete cui corrisponde una minore produzione di energia da fonti convenzionali.

La quantificazione della variazione di volumi di energia e di perdite è effettuata come già descritto per l'indicatore B18.

I volumi di energia dovuti al nuovo mix produttivo o a una riduzione delle perdite sono convertiti nel corrispondente valore di minore emissione dei rispettivi inquinanti (t/anno), utilizzando coefficienti di emissione specifici per ciascuna tecnologia di generazione.

Tale valutazione fornisce il valore di emissione (kt/anno).

#### Valutazione economica del beneficio

Il valore economico della riduzione di esternalità negative associate all'aumento di emissioni di altri inquinanti è uguale:

$$B_{19} [\text{€/anno}] = \sum Q_{19} [\text{kt/anno}] * \text{valore economico esternalità altri gas} [\text{€/kt}]$$

### 7.13 Anticipo Fruizione Benefici per il ricorso a soluzioni migliorative in grado di ridurre le tempistiche di completamento - (B20)

L'indicatore **Anticipo Fruizione Benefici** (B20) quantifica il beneficio che deriva dal ricorso a soluzioni tecniche a maggior sostenibilità ambientale che generalmente riducono le tempistiche autorizzative e quindi di realizzazione del progetto anticipandone così la fruizione dei relativi benefici.

L'analisi dei dati storici sui processi di autorizzazione delle opere della rete di trasmissione nazionale hanno evidenziato significativi ritardi rispetto alle tempistiche previste dalle normative vigenti legati principalmente alle forti opposizioni locali rispetto alle nuove infrastrutture elettriche.

L'indicatore si basa sul confronto, a parità di esigenza elettrica, tra la soluzione standard/tradizionale e una o più soluzioni tecnologiche migliorative ovvero meno impattanti dal punto di vista ambientale, e definendo, attraverso una **matrice progetto/anticipo**, il valore in termini di **Anni Anticipo Completamento (AAC)** in funzione della consistenza del progetto.

In particolare, contribuisco alla definizione della matrice

- le tipologie di asset:

- totale nuove realizzazioni stazioni e/o sezioni ( $S_{TOT}$ );
  - nuove realizzazioni stazioni e/o sezioni blindato ( $S_{GIS} / S_{TOT}$ );
  - nuove realizzazioni stazioni e/o sezioni conversione ( $S_{ACDC} / S_{TOT}$ );
- totale nuove realizzazioni elettrodotti ( $L_{TOT}$ );
  - nuove realizzazioni elettrodotti aerei non tradizionali ( $L_{AER} / L_{TOT}$ ), ad esempio, pali foster, rosental, monostelo, etc.;
  - nuove realizzazioni elettrodotti cavo AC ( $L_{CAC} / L_{TOT}$ );
  - nuove realizzazioni elettrodotti cavo DC ( $L_{CDC} / L_{TOT}$ );
- gli indicatori territoriali:
  - nuove realizzazioni in aree di interesse naturale o per la biodiversità ( $I_{23} / I_{22}$ );
  - nuove realizzazioni in aree di interesse sociale o paesaggistico ( $I_{24} / I_{22}$ );

La quantificazione dell'anticipo temporale, Anni Anticipo Completamento AAC, è stato calcolato mediante analisi dei dati storici di durata degli iter autorizzativi per linee e stazioni della rete di trasmissione nazionale. La durata dei procedimenti in questione varia rispetto ai tempi previsti dalla normativa può variare da un minimo di zero ad un massimo di 3 anni. Tale valore si stima possa essere incrementato fino a 3,6 anni (+/- 20% in funzione dei vincoli ambientali presenti nell'area interessata dall'intervento, e conseguentemente del rapporto tra gli indicatori territoriali,  $I_{23}/I_{22}$ ,  $I_{24}/I_{22}$ ).

#### Valutazione economica del beneficio

Ipotizzando che la soluzione standard/tradizionale possa completarsi nell'anno N e la soluzione tecnologica/migliorativa nell'anno N-AAC, ovvero AAC anni in anticipo, il coefficiente di anticipo della fruizione dei benefici ( $K_{B20}$ ) incrementa il **valore attuale netto ( $VAN_{standard}$ ) del progetto standard tradizionale**.

Si riporta nell'appendice informativa la formula di conversione che consente di ricavare  $K_{B20}$  a partire dal parametro AAC.

$$B20 = (K_{B20} - 1) * VAN_{standard}$$

#### 7.14 Soluzioni con maggiore sostenibilità ambientale per la Visual Amenity preservata/restituita o VAPR (B21)

I maggiori costi di investimento, se non adeguatamente ricondotti ad un beneficio economico, riducono il Valore Attuale Netto che l'intervento restituisce al sistema elettrico.

L'obiettivo di questo indicatore è valorizzare i benefici territoriali associati a soluzione tecniche migliorative, inclusi riassetti e razionalizzazioni che riducono il numero di infrastrutture che insistono sul territorio, a favore dell'accettazione territoriale dell'intervento di sviluppo.

L'indicatore "Visual Amenity Preservata/Restituita ( $VAPR$ )" quantifica il beneficio derivante dall'adozione di soluzioni tecnologiche migliorative e innovative a **maggior sostenibilità territoriale**, valorizzando la variazione del valore del territorio di una o più soluzioni migliorative rispetto alla soluzione "standard". L'indicatore propone un metodo per valutare il minore impatto "visuale" sul territorio.

La forza dell'indicatore è il mettere in evidenza, nel caso di razionalizzazioni complesse, anche l'eventuale "valore restituito" determinato dalla presenza di demolizioni in maggior numero rispetto alle opere di nuova realizzazione.

La quantificazione del nuovo indicatore si articola in più fasi:

- Fase 1: Mappatura del valore del territorio ante-intervento;

- Fase 2: Stima del valore del territorio post-intervento:
  - per la soluzione standard/tradizionale;
  - per ciascuna soluzione migliorativa rispetto alla soluzione standard/tradizionale;
- Fase 3: Stima dell'indicatore Visual Amenity Preservata/Restituita (B<sub>21</sub>) per ciascuna soluzione migliorativa come variazione rispetto alla soluzione standard/tradizionale.

### Valutazione economica del beneficio

Il processo sopra brevemente descritto consente di identificare, per ciascuna soluzione, compresa quella standard, la **variazione valore territorio**  $\Delta_i$ .

Si definisce **Visual Amenity Preservata/Restituita**  $VA_{PR}$  la differenza tra la **variazione valore territorio**  $\Delta_i$  della soluzione migliorativa e la **variazione valore territorio**  $\Delta_{std}$  della soluzione standard:

$$B_{21} = VA_{PR} = \Delta_i - \Delta_{std}$$

Il  $VA_{PR}$  può essere valorizzato solo e soltanto quando è stata identificata la soluzione standard e almeno una soluzione migliorativa, tipicamente nella fase conclusiva della concertazione.

Il valore è aggiornato e dettagliato in conseguenza dell'avanzamento del progetto.

La valorizzazione dipende dai parametri riportati nell'Appendice informativa.

## 8 ANALISI DEGLI ALTRI IMPATTI

### 8.1 Premessa

Le seguenti voci di impatto sono quantificate, ma ad oggi non monetizzate, nell'Analisi Costi-Benefici:

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

Le seguenti voci di impatto possono essere quantificate nell'Analisi Costi-Benefici, ma non monetizzate per garantire l'assenza di double counting o per limitata fattibilità tecnica:

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

Infine, Terna sta sviluppando modalità per quantificare e valorizzare:

- l'anticipo di fruizione di benefici conseguente all'utilizzo di soluzioni atte ad aumentare l'accettabilità sociale delle infrastrutture e conseguentemente ad accelerare i processi concertativi ed autorizzativi;
- i benefici legati alla riduzione dell'impatto visivo delle infrastrutture in aree di elevato pregio naturalistico e/o artistico e in zone a vocazione turistica.

### 8.2 Incremento della capacità d'interconnessione o di trasporto tra sezioni della rete, in termini di MW (I21)

La verifica dell'incremento della capacità d'interconnessione o di trasporto interzonale (in entrambe le direzioni) è effettuata tramite analisi in regime statico di Load Flow, e qualora si rendano necessarie analisi di stabilità dinamica, variando opportunamente le condizioni al contorno, fino al raggiungimento dei limiti di sicurezza come descritti nell'appendice informativa.

### 8.3 Variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione (I22, I23, I24)

La metodologia prevede l'individuazione di tre indicatori ambientali, denominati:

- I22. variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, del territorio occupato da reti elettriche;
- I23. variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di aree di interesse naturale o di interesse per la biodiversità;

- I24. variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di aree di interesse sociale o paesaggistico.

Il calcolo degli indicatori ambientali è basato su una sequenza di quattro precise operazioni quali:

- i. reperimento del dato aggiornato, di tipo geografico e georeferenziato da enti istituzionali (MATTM, MIBACT e ISPRA), in formato *shape file*, relativo a Siti di interesse Comunitario (SIC), Zone di protezione speciale (ZPS), Elenco ufficiale delle aree naturali protette (EUAP), Zone umide italiane della lista di Ramsar, Aree importanti per l'avifauna (IBA - Important Birds Areas), aree UNESCO ed Uso del Suolo relativo alla sola categoria del *Corine Land Cover 2006 1.1* - "Zone Urbanizzate di tipo residenziale";
- ii. preparazione del dato di cui al punto precedente al fine di adattarlo alle specifiche di computo per gli indicatori ambientali. Per specifiche di computo si intendono tutte quelle operazioni spaziali eseguite in ambiente GIS con il fine di evitare doppi conteggi di opere all'interno del computo metrico;
- iii. costruzione di un grafo elettrico di computo georeferenziato;
- iv. computo degli indicatori ambientali.

Per quel che concerne il punto iii) di cui sopra, il grafo elettrico è costruito assemblando i singoli interventi georeferenziati del PdS di riferimento, classificati nelle seguenti categorie:

- dismissione: "Con il termine dismissione si considerano tutte le demolizioni lineari di tratti o interi elettrodotti aerei/interrati, indipendentemente dalla soluzione tecnologica aerea o cavo. Per gli interventi in autorizzazione/autorizzati sono stati graficati, e successivamente computati, i chilometri reali di dismissione, mentre per gli interventi in concertazione, di cui non si conosce il tracciato, sono stati graficati e poi computati i chilometri lineari ipotetici, pertanto a valle della progettazione, il tracciato reale potrebbe subire variazioni più o meno rilevanti";
- realizzazione: "Con il termine realizzazione si considerano tutte i nuovi tratti di linea o interi elettrodotti aerei/interrati, indipendentemente dalla soluzione tecnologica aerea o cavo. Per gli interventi in autorizzazione/autorizzati sono graficati e poi stati computati i chilometri reali di realizzazione, mentre per gli interventi in concertazione, di cui non si conosce il tracciato, sono stati graficati e poi computati i chilometri lineari ipotetici, pertanto a valle della progettazione il tracciato reale potrebbe subire variazioni più o meno rilevanti";
- dismissione e realizzazione: "Con il termine dismissione e realizzazione si intendono tutte le demolizioni e realizzazioni di opere che prevedono un tracciato corrispondente all'esistente (tipicamente risoluzione degli elementi limitanti o ricostruzioni su stesso tracciato). A tale categoria si riferiscono anche le opere in concertazione, di cui non si conosce il tracciato".

#### **8.4 Maggiore integrazione di produzione da FER calcolata mediante simulazioni di mercato (overgeneration di sistema) (I5)**

E' il valore di energia annua (MWh/anno) ricavato dalle simulazioni per il calcolo dell'indicatore B5.

#### **8.5 Variazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> calcolata mediante simulazioni relative al mercato dell'energia o al mercato dei servizi di dispacciamento (I8)**

E' la riduzione di emissione CO<sub>2</sub> (t/anno) ottenuta dalle simulazioni effettuati per il calcolo dei benefici B1 (individuata come I8.g) e B7 (individuata come I8.d).

## 8.6 Variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte d'impatti di eventi estremi che non sia fattibile esprimere in termini monetari (I13)

L'indicatore I13 rappresenta la variazione (incremento) della resilienza del sistema a fronte di impatti di eventi estremi, che non sia fattibile esprimere in termini monetari.

Qualora ci si riferisca ad eventi climatici estremi legati a fenomeni di wet-snow l'indicatore coinciderà con l'IRE definito come inverso dell'indice di rischio:

$$IRE \text{ (indice di resilienza)} = TR/NUD$$

dove:

- **TR** è il tempo di ritorno di quella linea il cui fuori servizio determina un disservizio delle utenze sottese alla medesima CP/Stazione;
- **NUD** è l'entità del danno prodotto dal disservizio (numero di utenti) calcolato tenendo in conto:
  - dei valori medi di prelievo delle utenze sottese alle CP disalimentate forniti dal Distributore;
  - dei valori medi di prelievo delle utenze AT disalimentate disponibili presso Terna;
  - di una durata delle interruzioni costante (H).

Per tutti i casi in cui l'indice di resilienza non è valutabile (fenomeni diversi dal wet-snow), si riporterà una valutazione qualitativa che varia da "0" o a "++" in base alla esposizione o meno ad eventi climatici estremi di qualsiasi natura.

## 9 CRITERI DI STIMA DEI COSTI

### 9.1 Premessa

La metodologia per la stima e l'aggiornamento del costo di ciascun intervento e delle relative opere del Piano di Sviluppo, descritta nei successivi capitoli, fa seguito a quanto previsto all'articolo 11 dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016 sui requisiti per l'analisi dei costi.

I costi di un intervento di sviluppo comprendono i costi capitale di realizzazione (**Capex**) ed i costi operativi durante la vita economica dell'opera (**Opex**); nel seguito è descritta la metodologia per la stima di tali voci di costo le cui valorizzazioni troveranno specifica evidenza in ciascun Piano a partire dal 2018.

Nei paragrafi successivi vengono descritte:

- le voci di costo da considerare ai fini della stima del costo complessivo di ogni Intervento, (§ 9.2.1 e § 9.2.2);
- l'ambito di applicazione della metodologia (§ 9.2.3);
- le fasi di avanzamento delle opere e le *milestone* ad esse associate (§ 9.2.4);
- la metodologia per la definizione delle categorie base delle opere standard e per la valorizzazione dei relativi costi unitari (§ 9.3);
- la metodologia per la stima dei costi dei potenziamenti e delle demolizioni (§ 9.4);
- i fattori incrementali  $K_n$  e le *contingency*  $C_o$  (§ 9.6 e § 9.7)
- la metodologia adottata per l'aggiornamento delle stime del costo di investimento dell'opera/intervento nelle diverse fasi progettuali (§ 9.8 e § 9.9).

## 9.2 Introduzione alla stima dei costi

La metodologia prevede, fin dalla prima fase del progetto, la **stima di tutte le voci di costo** di ciascun intervento, suddivise in costi di investimento (Capex) e costi operativi (Opex).

### 9.2.1 Costi di investimento (Capex)

Il **costo di investimento dell'intervento** è la somma dei costi di investimento delle singole opere che lo costituiscono e dei costi compensativi, esogeni al servizio di trasmissione e conseguenti a normative nazionali e locali:

$$\text{Capex intervento} = \sum \text{Capex delle opere} + \text{Costi compensativi}$$

Di seguito, nella Figura 1, viene mostrata una rappresentazione esemplificativa del processo di stima del costo delle opere che compongono l'intervento a partire dalla definizione di una categoria base e dei relativi costi unitari.

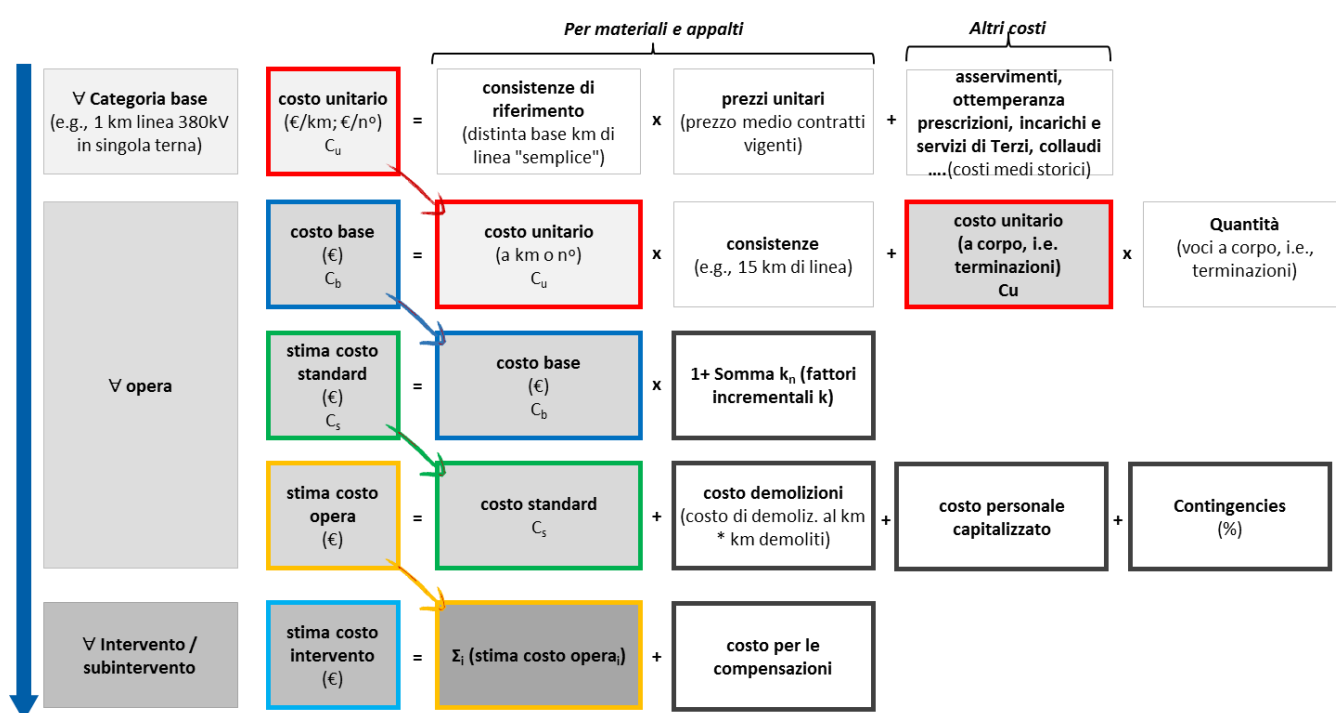


Figura 1. Costruzione della stima del costo di investimento di un intervento

Le **categorie base** sono tipologie standard di elementi costitutivi le opere di trasmissione, definite in dettaglio nell'Appendice al § 14.1; in particolare:

- per le linee aeree, le categorie base sono costituite da un km di linea, comprensivo di tutti gli elementi necessari, e sono distinte per tensione, per il numero di terne e per il tipo di sostegno (§ 9.3.1);
- per i cavi interrati, le categorie base sono costituite da un km di linea, comprensivo di tutti gli elementi necessari, e sono distinte per tensione e tipo di isolamento; le terminazioni sono trattate in modo distinto (§ 9.3.2);
- per le stazioni elettriche, le categorie base sono costituite da un'unità di un componente funzionale di stazione e da alcuni elementi di costo stimati a corpo (§ 9.3.3).

Per ogni categoria base sono definiti i **costi unitari (Cu)** come la sommatoria dei prodotti tra le consistenze di riferimento definite per la categoria base ed i relativi prezzi unitari, più gli Altri Costi della categoria base relativi agli asservimenti, all'ottemperanza di prescrizioni, incarichi, prestazioni e servizi professionali, collaudi, pubblicazioni:



### **Costo unitario (Cu)**

$$= \sum [\text{Consistenze di Riferimento (qb)} * \text{Prezzi unitari (Pu)}] + \text{Altri Costi}$$

I prezzi unitari considerati rappresentano una media dei prezzi presenti nei contratti di approvvigionamento vigenti. Gli "Altri costi" vengono valorizzati considerando i valori medi storici relativi a opere entrate in esercizio negli ultimi 5 anni.

A seguire è stimato il **Costo Base (Cb)** dell'opera come la sommatoria dei prodotti fra le consistenze dell'opera (consistenze di ciascuna categoria base inclusa nell'opera) ed i rispettivi costi unitari:

$$\text{Costo base (Cb)} = \sum [\text{Consistenze opera (q)} * \text{Costi unitari (Cu)}]$$

Il costo base dell'opera moltiplicato per un fattore che considera opportuni **fattori incrementali (Kn)**, approfonditi al § 9.6, fornisce il **Costo Standard (Cs)**:

$$\text{Costo standard (Cs)} = \text{Costo base (Cb)} * (1 + \sum(\text{Fattori incrementali (Kn)}))$$

Il costo standard dell'opera (Cs) è incrementato di un valore di contingency (Coi); vanno poi sommati costo del personale capitalizzato e l'eventuale costo per la demolizione di infrastrutture preesistenti per ottenere la stima del **Capex di ciascuna opera**:

$$\text{Capex opera} = [\text{Costo standard (Cs)} * (1 + \text{Contingency (Coi)})] + \text{Costo del personale capitalizzato} + \text{Costi per demolizioni}$$

dove:

- il **costo del personale capitalizzato** (§ 9.5.1) è riferito ai costi relativi al personale dedicato alle attività di concertazione e autorizzazione e di quello inerente le attività di progettazione e realizzazione delle opere;
- i **costi per le demolizioni** (§ 9.4.2) sono relativi ad eventuali demolizioni di infrastrutture preesistenti;
- la **contingency** (§ 9.7.1) rappresenta la valorizzazione dell'impatto sui costi dell'opera di eventi imprevisti.

Infine la somma delle capex delle opere e dei **costi compensativi**, descritti nel paragrafo (§ 9.5.2), fornisce il costo di investimento dell'intervento.

Il Capex delle opere viene stimato nella prima fase di pianificazione e successivamente aggiornato in ogni fase in funzione dei nuovi elementi informativi che si rendono via via disponibili. La fase di aggiornamento a cui la stima di costo si riferisce è espressamente indicata per ciascuna opera o gruppo di opere nel Piano.

Le modalità di aggiornamento della stima dei Capex delle opere nelle diverse fasi di avanzamento sono riportate nel § 9.8 e § 9.9.

### **9.2.2 Costi operativi (Opex)**

I **costi operativi (Opex)** standard sono definiti per tipologia di opera e sono determinati coerentemente con i costi annuali storici relativi alle attività operative svolte per le opere standard omologhe.

Gli Opex per ciascuna opera sono espressi in euro per km di linea (linee aeree e in cavo) o per stallo (stazioni) e il loro valore è ottenuto applicando la seguente formula:

$$\text{Valore Opex annuale totale} = \sum [\text{Valore Opex annuale unitario} * \text{Consistenza opera (q)}]$$

Per definire i Costi Operativi unitari annui è stata condotta un'analisi basata su dati storici, con solo riferimento a impianti standard e senza tenere conto di eventuali manutenzioni su guasto e/o straordinarie. In particolare, ai fini della stima, sono state considerate le seguenti categorie di costo rapportate alle consistenze storiche:

- **Costi di Trasmissione:** costi riferibili ai costi di esercizio e manutenzione (O&M), diretti e indiretti, imposte e canoni, costi di Asset Management e costi assicurazione funzionali alle attività di Operation e Maintenance;
- **Costi di controllo e teleconduzione impianti:** costi di esercizio per la gestione in tempo reale e la programmazione del sistema elettrico riferibili alla gestione degli impianti.

### 9.2.3 Ambito di applicazione

La presente metodologia si riferisce a interventi e opere del Piano, e si applica alle "opere standard" (§ 2) caratterizzate da un accettabile livello di standardizzazione progettuale.

Non si intende applicabile alle "opere speciali" (§ 2) per le quali, in ragione del carattere innovativo della soluzione progettuale, della scarsa ampiezza del mercato di riferimento, la stima del costo di investimento deve necessariamente basarsi su analisi specifiche.

Inoltre, non rientrano nel perimetro di applicazione della nuova Metodologia le riconversioni ed i riclassamenti di componenti/sezioni di stazione preesistenti, in quanto si tratta di opere che presentano caratteristiche specifiche che ne rendono difficile la standardizzazione.

Per opportuna trasparenza nelle tabelle di avanzamento dei Piani di Sviluppo sono riportati i costi consuntivati delle opere speciali realizzate da Terna.

### 9.2.4 Fasi di avanzamento delle opere e definizione delle *milestone* per la stima dei costi

Di seguito si riportano le fasi che tipicamente caratterizzano l'evoluzione dello stato di avanzamento delle opere di sviluppo, con evidenza delle *milestone* (snodi dell'avanzamento nei quali vengono obbligatoriamente aggiornate le stime dei costi).

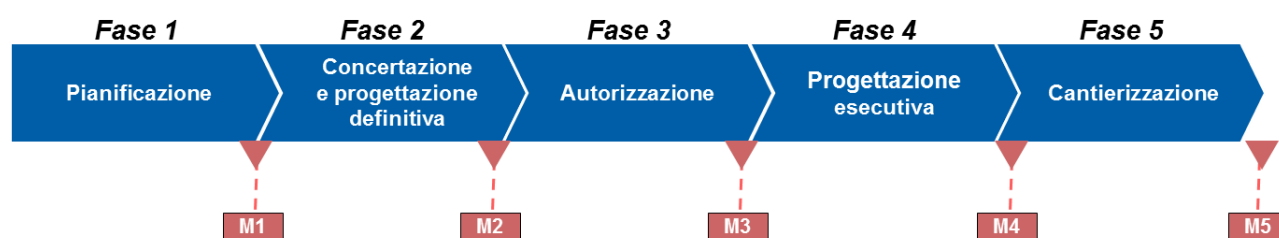


Figura 2. Fasi di avanzamento e *milestones*

- **Fase 1 - Pianificazione:** fase in cui viene individuata la soluzione tecnica ad un'esigenza elettrica, tipicamente supportata da uno studio di pre-fattibilità. La *milestone* conclusiva di tale fase è l'inserimento dell'intervento pianificato nel Piano (**Milestone M1**).
- **Fase 2 - Concertazione e progettazione definitiva:** fase di redazione del piano tecnico delle opere (cd. PTO), tipicamente supportato da studi ambientali. La fase termina con la redazione del **progetto definitivo** delle opere e l'invio dell'istanza autorizzativa (**Milestone M2**).
- **Fase 3 - Autorizzazione:** fase compresa tra l'avvio dell'iter autorizzativo di progetto e l'emissione del decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio (o autorizzazione/attività equivalente per opere a cui non trova applicazione il decreto secondo tale procedura). La *milestone* conclusiva di tale fase è il **progetto autorizzato**, ossia il progetto aggiornato sulla base di eventuali indicazioni contenute nei pareri, nelle prescrizioni e nelle varianti richieste da Istituzioni, Enti o altri soggetti interessati (**Milestone M3**).
- **Fase 4 - Progettazione esecutiva e approvvigionamento:** fase caratterizzata dalla presa in possesso del sito di realizzazione dell'opera, dalle indagini di dettaglio, con conseguente redazione del **progetto esecutivo**, anche aggiornato per considerare eventuali indicazioni da autorizzazioni secondarie. La

*milestone* conclusiva di tale fase è la **trasmissione del progetto esecutivo agli Enti competenti e l'avvio dei cantieri (Milestone M4)**.

- **Fase 5 - Cantierizzazione:** Fase caratterizzata dalla realizzazione delle opere, coerentemente con il progetto esecutivo ed eventuali indicazioni da sopraggiunte autorizzazioni secondarie. La *milestone* conclusiva di tale fase è la **Messa in servizio/in esercizio dell'opera (Milestone M5)**.

Si precisa infine che il procurement è un processo che interessa più fasi, tipicamente dalla 3 alla fase 5.

A seguito della messa in esercizio possono proseguire attività come finiture, ripristini, monitoraggi, collaudi tecnico-amministrativi, compresi quelli legati al contenzioso amministrativo per le servitù.

### 9.3 Individuazione delle categorie base e criteri di stima dei costi unitari

Nel seguito sono chiarite le ipotesi assunte per individuare le consistenze di riferimento per la definizione delle categorie base per le linee (aereo e cavo) e per le stazioni, al fine di determinare il costo unitario di ciascuna categoria.

Come già accennato, le categorie base sono tipologie standard di elementi costitutivi le opere di trasmissione; per ogni categoria base sono individuate le consistenze di riferimento in condizioni standard, ovvero il numero minimo di componenti e le attività necessarie a realizzare un'unità di categoria base.

#### 9.3.1 Linee aeree

Per le linee aeree le **condizioni standard**, ovvero le condizioni tipiche minime di realizzazione, per la costruzione del costo unitario (k€/km e k€/corpo) sono le seguenti:

- accessibilità al tracciato non critica;
- interferenze con altre infrastrutture numericamente nei valori medi (aree mediamente infrastrutturate);
- tipo di terreno pianeggiante, non inquinato e con distanze relativamente brevi da cave;
- tracciato dell'elettrodotto aereo senza variazioni angolari (tortuosità) significative;
- campata media tipica per i livelli di tensione considerati;
- assenza di soluzioni speciali per vincoli di natura ambientale e paesaggistica, nonché assenza di soluzioni speciali imposte da iter concertativi/autorizzativi;
- impiego di fondazioni tipiche;
- sostegni a traliccio tradizionale (o sostegni tubolari monostelo per le categorie base corrispondenti);
- conduttori tradizionali;
- impiego del fascio trinato per ciascuna fase nel caso di linea a 380 kV e di conduttore singolo per gli altri livelli di tensione;
- progettazione standard, senza soluzioni specifiche o complessità elevate per il superamento di vincoli;
- asservimenti ed espropri con valori base di costo dei suoli e bassa contenziosità amministrativa e legale;
- esecuzione del cantiere senza interruzioni legate ad azioni ostative di comitati, opposizioni locali, etc.

La **consistenza di riferimento** per le linee aeree è la consistenza media per carpenteria, conduttori, morsetteria, accessori ed appalto (civile e tesature) sulla base di una tabella di picchettazione media degli elettrodotti realizzati dal 2013 o sulle tabelle di picchettazione di progetti formalmente presentati in iter autorizzativo o in progettazione esecutiva. Dei suddetti impianti si è provveduto ad eliminare gli elementi sito specifici riconducendoli quindi ad impianti confrontabili e su questi si è proceduto a calcolare i valori medi che costituiscono lo standard di riferimento.

Le **voci di costo** per l'individuazione del costo unitario di un elettrodotto sono riconducibili:

- ai prezzi unitari riferiti ai contratti vigenti di Materiali, Appalti e Carpenteria:

- fondazioni e opere civili;
  - fornitura e montaggio dei sostegni;
  - fornitura e tesatura dei conduttori;
  - armamenti (isolatori) e accessori;
- ai valori medi storici di opere entrate in esercizio negli ultimi 5 anni di Altri costi relativi a:
    - studi, progettazione e iter autorizzativi (istanze autorizzative e di compatibilità ambientale);
    - esecuzione delle indagini ed approfondimenti tematici, gestione degli acquisti e dei contratti d'appalto, direzione lavori, coordinamento di Sicurezza in ambito di Progettazione (CSP) ed Esecuzione (CSE) dell'asset, collaudi tecnico-amministrativi;
    - asservimenti, site preparation, costruzione delle piste d'accesso per i sostegni e relativi ripristini dei luoghi allo stato ante operam, spese di chiusura cantiere.

Nella Tabella 8 dell'Appendice vengono elencate le categorie base per tipologia di linee aeree alle quali saranno associati i costi unitari; la suddivisione si articola per livello di tensione nominale e tipologia di elettrodotto (semplice o doppia terna) e per tipologia di sostegno.

### 9.3.2 Linee in cavo

Per le linee in cavo, le **condizioni standard** per la costruzione del costo unitario sono le seguenti:

- posa in opera di una terna di cavi in area extra-urbana mediante singola trincea su sedime stradale disponibile;
- profondità media di interrimento in trincea e senza opere di superamento interferenze speciali o complesse;
- lunghezza media delle pezzature;
- lunghezza dell'elettrodotto in cavo superiore ai 5 km (per linee corte si adottano valutazioni ad hoc);
- livello medio di protezione meccanica dei cavi;
- assenza di schermatura;
- tracciato dell'elettrodotto in cavo senza variazioni angolari significative;
- progettazione standard, senza soluzioni speciali o complessità elevate per il superamento di vincoli;
- interferenze medie con sottoservizi<sup>12</sup>;
- asservimenti ed espropri con valori medi dei suoli e medio livello di contenziosità amministrativa e legale;
- esecuzione del cantiere senza interruzioni legate ad azioni ostative di comitati, opposizioni locali, etc.

La **consistenza di riferimento** per le linee in cavo è la consistenza media per materiali e appalti sulla base dei dati di consuntivo di elettrodotti in cavo realizzati dal 2013. I diversi progetti sono stati epurati da materiali acquistati sito specifici e lavorazioni particolari rendendo i diversi impianti confrontabili. Una volta "standardizzati" i vari impianti si è proceduto ad elaborare i valori medi che costituiranno lo standard di riferimento.

---

<sup>12</sup> Opera di Terzi che potrebbe interferire con la posa del cavo

Le **voci di costo** che formeranno il costo unitario di una linea in cavo sono riconducibili:

- ai prezzi unitari riferiti ai contratti vigenti di Materiali e Appalto:
  - fornitura e montaggio di cavi, giunti, terminali e accessori;
  - scavo delle trincee e opere civili;
- ai valori medi storici di opere entrate in esercizio negli ultimi 5 anni di Altri costi relativi a:
  - studi, progettazione e iter autorizzativi (istanze autorizzative e di compatibilità ambientale);
  - esecuzione delle indagini ed approfondimenti tematici, gestione degli acquisti e dei contratti d'appalto, direzione lavori, Coordinamento di Sicurezza in ambito di Progettazione (CSP) ed Esecuzione (CSE) dell'opera, progettazione, collaudi tecnico-amministrativo;
  - asservimenti, site preparation, costruzione opere provvisorie per la posa dei cavi e relativi ripristini dei luoghi allo stato ante operam, spese chiusura cantiere.

La classificazione delle tipologie di cavi, riportata in Tabella 9 dell'Appendice, si basa sui seguenti criteri<sup>13</sup>:

- livello della tensione nominale;
- tipologia del materiale isolante: XLPE (polietilene reticolato) o EPR (gomma etilen propilenica) realizzato per estrusione;
- materiale del conduttore: rame o alluminio;
- principali sezioni industriali disponibili dei conduttori (espresse in mm<sup>2</sup> con indicazione della portata nominale espressa in MVA per terna di cavi).

Nella Tabella 10 dell'Appendice sono riportate le voci delle terminazioni relative alle categorie base delle linee in cavo.

### 9.3.3 Stazioni

Il **costo base totale** di una stazione elettrica si ottiene dalla composizione dei costi unitari delle diverse categorie base di cui è composta e dei costi di altre voci relative alle opere civili, acquisto terreni, costi per gestione iter autorizzativo, collaudi e montaggi:

- **macchinari** (sistemi di compensatori sincroni, AutoTRASformatore, reattore, batteria condensatori) comprensivi delle opere di fondazione ad essi connessi;
- **stalli e apparecchiature** (interruttori, sezionatori, TA, TV, scaricatori, bobine onde convogliate) e collegamenti AAT e AT, compresi conduttori, morsetteria, isolatori, sostegni, carpenteria di stazione, circuiti di messa a terra, opere civili di fondazione, unità periferiche del sistema di protezione, comando e controllo, unità periferiche di sistemi ausiliari e sistemi generali, ecc.;
- **impianti accessori di automazione e ausiliari**: apparati e circuiti di protezione, comando e controllo, compresi quadri/pannelli, cavi, batterie, gruppo elettrogeno, quadro MT, alimentazioni da rete MT, trasformatori MT/BT, infrastrutture di rete e relativi materiali e apparecchiature (ad es. sistemi telefonici, sistemi per teleoperazioni, canali e apparati di comunicazione ecc.), infrastrutture, anche non appartenenti alla rete, atte a garantire, senza alcun degrado, la continuità del servizio di telecomunicazione e/o telepilotaggio (es. onde convogliate) eventualmente presenti nella porzione di rete interessata dalla specifica stazione, ecc.;

---

<sup>13</sup> Separatamente nella Tabella 12 si considerano le stazioni di transizione aereo-cavo con presenza di reattanze shunt di compensazione da 200 MVA.

- **impianti dei servizi generali di stazione:** illuminazioni esterne (torri faro, ecc.), illuminazioni interne, impianto telefonico, condizionamento, antincendio, dispositivi di controllo accessi, ecc.;
- **opere civili di site preparation:** con opere di contenimento/rilevato, sistemazione piazzali, fondazioni, sostegni, apparecchiature e portali, cunicoli e tubazioni, rete drenaggi, rete di terra principale e secondaria, recinzioni, viabilità interna e raccordo alla viabilità esterna, smaltimento acque bianche e acque nere, ecc.;
- **edifici** nelle configurazioni standard: edificio comandi, edificio per impianto SF<sub>6</sub>, box di stallo (chiosco), edificio per servizi ausiliari e/o quadro MT;
- **acquisto terreni, raccordi viari, allacciamenti utenze principali** (rete idrica, fognaria e rete MT per l'alimentazione dei Servizi Ausiliari);
- **montaggi e collaudi:** posa in opera di apparecchiature e circuiti, collaudi tecnico - amministrativi, prove funzionali e messa in servizio;
- **altri costi** per gli studi e la progettazione per gli iter autorizzativi (istanze autorizzative), per l'esecuzione delle indagini ed approfondimenti tematici, e per la gestione degli acquisti e dei contratti d'appalto, direzione lavori, Coordinamento di Sicurezza in ambito di Progettazione (CSP) ed Esecuzione (CSE) dell'opera, finiture e chiusura cantiere.

Le tipologie di stazioni elettriche considerate sono quelle di trasformazione e di smistamento e possono anche essere classificate dal punto di vista costruttivo in relazione alla modalità di realizzazione dell'isolamento delle parti attive. Le due principali tipologie di isolamento sono:

- impianti isolati in aria;
- impianti isolati in SF<sub>6</sub> con parti attive in involucro metallico.

La classificazione delle componenti base delle stazioni elettriche è stata riportata secondo:

- il livello di tensione nominale;
- la tipologia del mezzo isolante (aria o esafluoruro di zolfo);
- il macchinario: sistema di compensatore sincrono (taglia), AutoTRasformatore (rapporto di trasformazione e potenza nominale), reattore (livello di tensione) e batteria condensatori;
- tipologia della stazione (trasformazione o smistamento);
- tipologia di gli edifici;
- le opere civili di sistemazione del sito (pianura/collina/montagna)<sup>14</sup>;
- l'acquisto dei terreni, le opere di costruzione asset viari, gli allacciamenti in Media Tensione, idrici e fognari.

La classificazione degli elementi di stazione è riportata nella Tabella 11 e nella Tabella 12 dell'Appendice.

---

<sup>14</sup> Escluse le fondazioni delle singole apparecchiature che vengono incluse nelle componenti elementari (stalli)

## 9.4 Criteri di stima dei costi di potenziamenti e demolizioni di infrastrutture preesistenti

### 9.4.1 Potenziamenti di linee e ampliamenti/riclassamenti di stazioni preesistenti

Si possono individuare diverse fattispecie di potenziamento, per le quali sono previste differenti modalità di stima dei costi di investimento.

In particolare, con riferimento alla rimozione delle limitazioni di **linee aeree ed in cavo** esistenti, è possibile classificare i potenziamenti in:

- i. riclassamenti, che implicano una variazione del livello di tensione e potenza trasmissibile, attraverso la rimozione di tutti gli "elementi limitanti" diffusi sull'intera opera;
- ii. potenziamenti relativi all'intera opera (con rimozione di tutti gli "elementi limitanti" diffusi sull'intera opera), che implicano esclusivamente un aumento di potenza trasmissibile;
- iii. potenziamenti relativi solo ad alcune componenti/sezioni dell'opera (e.g., sostegni, conduttori, catene, isolatori, morsetteria), con rimozione di "limitazioni puntuali" e non diffuse sull'intera opera.

Nei casi di cui ai punti i e ii, i potenziamenti sono associabili a nuove realizzazioni di linee, pertanto la stima dei costi unitari è effettuata con le stesse modalità di quest'ultime.

Per la tipologia di cui al punto iii, invece, la stima del costo, definita sulla base della soluzione specifica di componentistica da potenziare, è oggetto di apposito preventivo dal momento che non è possibile ex-ante la definizione di uno standard.

Per quanto concerne le **stazioni elettriche**, invece, è possibile distinguere tra:

- iv. ampliamenti, che consistono nell'inserimento di nuovi componenti/sezioni della stazione;
- v. riconversioni, riclassamenti di componenti/sezioni dell'opera già esistenti, che implicano la demolizione degli stessi e la loro sostituzione con nuovi elementi.

Nel caso di cui al punto iv, trattandosi di nuove realizzazioni di componenti e sezioni di stazione, la stima dei costi è effettuata prendendo a riferimento i costi unitari delle componenti di stazione di cui al paragrafo Stazioni.

Al contrario, le riconversioni ed i riclassamenti di componenti/sezioni di una stazione già esistenti (punto v) non rientrano nel perimetro di applicazione della nuova Metodologia, in quanto si tratta di opere che presentano caratteristiche non standardizzabili, e che saranno oggetto di apposito preventivo.

### 9.4.2 Demolizioni di infrastrutture preesistenti

La stima dei costi relativi alle attività di demolizione di infrastrutture preesistenti presuppone la definizione di un costo che:

- nel caso delle **linee aeree**, è stimato moltiplicando i km di linee ed il numero di terminazioni demolite per i rispettivi costi unitari di demolizione – differenti a seconda della categoria base di linea considerata;
- nel caso di **linee in cavo**, è stimato moltiplicando i km di cavo ed il numero di terminazioni demolite per i rispettivi costi unitari di demolizione – per tutte le categorie base di linee in cavo esistenti senza distinzione della tipologia di cavo;
- nel caso di **stazioni/componenti di stazioni**, viene determinato a valle di un'analisi puntuale e sito-specifica (computo metrico estimativo). I rifacimenti di componenti/sezioni di stazioni esistenti sono infatti opere che presentano caratteristiche altamente specifiche che ne rendono difficile la standardizzazione ed il calcolo di costo unitario significativo. Pertanto, per le demolizioni di stazioni o di parti di esse non è definito un costo unitario di riferimento.

Il costo base delle demolizioni delle linee non è incrementato da fattori incrementali, ma in casi particolari (ad esempio utilizzo di elicotteri) potrà subire delle motivate variazioni.

Nella *Tabella 13* dell'Appendice sono riportate le categorie base delle demolizioni relative alle linee.

## **9.5 Stima di ulteriori voci di costo che compongono il Capex**

### **9.5.1 Costi del personale capitalizzato**

La stima dei costi del personale, per ogni opera, include:

- i. i costi relativi alle attività di concertazione e autorizzazione;
- ii. i costi relativi al personale dedicato alla progettazione e realizzazione delle opere.

Per quel che riguarda il punto i, il costo viene stimato puntualmente per ogni opera/gruppo di opere a seconda della tipologia dell'opera, dell'ambito territoriale, della lunghezza linea e considera le ore di impegno del personale Terna legato alle attività di concertazione ed autorizzazione, i costi delle pubblicazioni, ecc....

Per i costi inerenti il punto ii, è stata effettuata un'analisi storica dei consuntivi considerando il rapporto tra i costi del personale ed il costo totale delle opere alle quali erano riferiti; l'analisi ha evidenziato delle differenze in base alla tipologia di opera considerata, perciò per la stima dei costi del personale vengono usate delle percentuali diverse a seconda dell'opera (elettrdotto o stazione) nelle prime fasi di pianificazione.

Tali stime saranno soggette ad affinamenti in occasione dell'avanzamento del progetto, in funzione delle nuove informazioni acquisite in ciascuna fase.

### **9.5.2 Costi compensativi esogeni alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione**

I costi compensativi sono collegati ad attività tipicamente non elettriche atte a ridurre gli impatti residui di uno specifico intervento di sviluppo della RTN.

Esistono due principali tipologie di interventi di riqualificazione territoriale che possono essere concessi quali compensazioni degli impatti residui delle opere elettriche:

- riqualificazioni ambientali (e.g., interventi vegetazionali, dispositivi per avifauna, sistemazione straordinaria strada rurale, recupero e ripristino di ex cave);
- riqualificazioni urbanistiche (e.g., sistemazioni e opere stradali, riqualificazione urbanistica del centro storico, riqualificazione parco comunale).

I costi compensativi vengono stimati a livello di intervento o di sub-intervento, (i.e., insieme di opere appartenenti allo stesso intervento e generalmente appartenenti allo stesso iter autorizzativo. Il costo compensativo viene stimato in corrispondenza delle prime 3 fasi progettuali (fino a M3), mentre per le fasi successive M4 e M5 viene aggiornato in esito all'iter autorizzativo.



## 9.6 Fattori incrementali

La pianificazione economica delle infrastrutture elettriche risente notevolmente di specificità territoriali, di variabili esogene, di peculiarità di progetto, che – determinando forti variazioni delle tecniche di progettazione nonché delle opere pianificate – portano ad una variazione del costo stimato tra il momento di pianificazione ed il momento dell'entrata in esercizio dell'opera.

I **fattori incrementali** e la **contingency**, utilizzati fin dalla prima di fase di pianificazione per considerare nelle stime di costo l'impatto di tali elementi, sono descritti in dettaglio nel seguito.

### 9.6.1 Individuazione dei fattori incrementali ( $K_n$ )

I fattori incrementali incorporano nelle stime di costo delle opere l'impatto di specificità dei siti, le variabili esogene predicibili e le peculiarità tecnologiche dei progetti che modificano, tipicamente incrementandola, la stima di costo delle componenti base.

Per ciascun fattore moltiplicativo è definito un intervallo di possibile variazione; nella stima di costo formulata per ciascuna opera in un determinato istante, ogni fattore moltiplicativo assume un valore puntuale – compreso in tale intervallo – in relazione alle informazioni disponibili in quel momento. Tipicamente i fattori incrementali si riducono con il procedere delle fasi di un progetto, perché gli elementi di incertezza si riducono progressivamente.

I fattori incrementali hanno le seguenti caratteristiche:

- **trasparenza:** l'applicazione dei fattori incrementali avviene da parte di Terna in modo trasparente, attraverso una metodologia codificata;
- **oggettività:** i fattori incrementali sono valorizzati in modo esplicito e legato ad elementi oggettivi, sulla base dell'esperienza e di dati storici.

I fattori incrementali  $K_n$  sono raggruppati per tipologia nei seguenti cluster:

- K1: Ubicazione territoriale e condizionamenti territoriali/ambientali/paesaggistici;
- K2: Aspetti legati all'autorizzazione e alle prescrizioni autorizzative;
- K3: Condizionamenti di natura tecnica e innovazione tecnologica;
- K4: Aspetti legati all'acquisto, asservimento ed esproprio dei fondi e contenziosi amministrativi;
- K5: Aspetti legati al procurement;
- K6: Autorizzazioni secondarie e aspetti legati alla cantierizzazione;
- K7: Anticipo benefici.

Ognuno dei cluster di fattori incrementali proposti include una serie di aspetti, descritti nel seguito (in modo esemplificativo e non esaustivo). Tali aspetti si traducono in addendi elementari che compongono il cluster.

**K1-Ubicazione territoriale e condizionamenti territoriali e ambientali/paesaggistici:** tale fattore intende tenere in debita considerazione i profili orografici dei terreni, l'interessamento di aree urbane, di edificato diffuso, l'interessamento di aree vincolate e interferenze/prossimità con zone di alto valore paesaggistico e culturale (dall'applicazione dei criteri ERPA-Esclusione, Repulsione, Problematicità e Attrazione), le caratteristiche geologiche e geo-meccaniche del suolo (con frane, con movimenti franosi, normali, roccia), l'interessamento di aree a vincolo archeologico o siti d'interesse archeologico, la localizzazione in aree difficilmente raggiungibili o caratterizzate da scarse infrastrutture, l'interferenza/prossimità con Siti Inquinati d'Interesse Nazionale e Regionale (SIN e SIR) e/o fonti di inquinamento del suolo o sottosuolo (sia di natura antropica che naturale), l'interessamento/prossimità fonti di inquinamento dell'aria sia di natura antropica che naturale, la presenza di aree caratterizzate da elevata frequenza di eventi meteo avversi (ghiaccio, neve, vento), l'interessamento di aree a rischio sismico, l'interessamento di aree naturali protette e aree della rete Natura 2000, l'interessamento di aree sensibili per aspetti sociali ed ambientali.

**K2-Aspetti legati all'autorizzazione e alle prescrizioni autorizzative:** tale fattore considera le prescrizioni per il superamento di vincoli e aree di interesse archeologico, le prescrizioni per aree a pericolosità idrogeologica, geomorfologica e sismica di livello medio, elevato o molto elevato, le prescrizioni per vincoli rete natura 2000, fauna, flora, etc., le prescrizioni specifiche per vincoli e aree di interesse paesaggistico e culturale, le prescrizioni specifiche per limitazione di CEM, rumore, etc., le prescrizioni con limitazione delle durate dei cantieri, l'accettazione delle opere infrastrutturali dalle popolazioni interessate, i maggiori oneri per cambio di tecnologia imposto dal quadro prescrittivo (tale fattore considera gli interramenti per porzioni di asset, l'impiego di soluzioni tecnologiche speciali - sostegni tubolari, Foster, Dutton-Rosental, Vitruvio, etc. – e di apparecchiature non standard).

Inoltre, rientrano in tale cluster eventuali specifici costi di nuove pubblicazioni di progetto, piani particellari, adempimenti da 241/90, 327/01 e ss.mm.ii a seguito di varianti imposte durante la Valutazione d'Impatto Ambientale, di studi correlati per ulteriori approfondimenti tematici richiesti durante l'iter autorizzativo, ed infine specifici costi connessi con l'espletamento delle fasi concertative (incontri con gli Enti coinvolti, open day ecc.) sino alla stipula delle convenzioni specifiche con gli Enti.

**K3-Condizionamenti di natura tecnica e innovazione tecnologica:** tale fattore considera soluzioni particolari per la presenza di passaggi in fasce strette tra edificato per elettrodotti in aereo o in aree urbane per cavidotti, la numerosità e complessità degli attraversamenti per linee aeree o dei sotto servizi per linee in cavo, i vincoli in termini di natura realizzativa (e.g., indisponibilità di asset della RTN), l'utilizzo di apparecchiature/strutture particolari per la riduzione dei lay-out in relazione alla mancanza di spazi disponibili (e.g., utilizzo di moduli compatti integrati per stazioni elettriche e sostegni speciali a basi strette per linee aeree, nonché utilizzo di cavi speciali per riduzione d'ingombri), la presenza di componenti con caratteristiche tecniche maggiorate in modo da consentire installazioni meno ingombranti e meno impattanti (e.g., cavi elettrici che consentono portate più elevate, ZTAL, conduttori aerei speciali, dispositivi per il controllo puntuale – diretto ed indiretto - delle portate), le innovazioni tecnologiche in aree di pregio naturalistico, culturale, paesaggistico o in aree antropizzate.

**K4-Aspetti legati all'acquisto, asservimento ed esproprio dei fondi e contenziosi amministrativi:** tale fattore rappresenta il maggiore valore dei fondi per usi industriali e civili, per colture pregiate, per aree di pregio culturale, paesaggistico e naturalistico, la maggiore incidenza delle piste di accesso e le opere provvisorie (occupazioni temporanee) per costruzioni distanti dalla viabilità ordinaria, la presenza nei fondi da acquisire di opere comuni ad altre proprietà, la presenza di pozzi comuni, altre promiscuità, altri fattori sito-specifici che possono modificare il valore dei fondi.

Inoltre con tale fattore si intende tenere in considerazione l'impatto dell'interessamento di un territorio che storicamente ha un elevato ricorso a giudizi amministrativi per art. 21 del DPR 327/01, con forti opposizioni verso le infrastrutture (contenzioso elevato, comitati), nonché tutte le extra spese connesse con l'espletamento delle procedure amministrative volte all'individuazione del valore finale dell'indennità di asservimento nonché dei danni causati ai fondi per la costruzione dell'opera.

**K5-Aspetti legati al procurement:** tale fattore tiene conto degli impatti sui prezzi di condizioni di particolare potere contrattuale dei fornitori (squilibrio domanda/offerta), dalle condizioni di mercato, dall'evoluzione degli accordi commerciali rilevanti per la value chain.

**K6-Autorizzazioni secondarie e aspetti legati alla cantierizzazione:** tale fattore è teso a rappresentare i maggiori costi connessi all'ottenimento di autorizzazioni secondarie atipiche e complesse in zone sensibili emergenti in corso dell'iter, l'esecuzione di opere speciali per il superamento del rischio idrogeologico e geomorfologico, nonché di opere di ingegneria naturalistica, l'esecuzione di opere speciali per zone ad alta pericolosità sismica, la maggiore sorveglianza archeologica in fase di cantiere, le opere specifiche per l'integrazione con i reperti o la valorizzazione, la presenza di accorgimenti/opere specifiche in aree SIN o in aree con inquinamento di natura antropica o naturale, la costruzione di piste di accesso più estese (distanza da asset viari o interferenti aree di pregio naturalistico), la necessità di impiego di mezzi speciali (elicottero, trivelle di maggior dimensione, etc.), per suoli impervi e/o particolarmente acclivi, gli interventi di

mascheramento vegetazionale e/o di mitigazione visiva, le opere d'ingegneria naturalistica per la stabilità di suoli impervi e modello del terreno, l'adozione di misure di prevenzione e/o di messa in sicurezza per eventuale presenza di contaminanti in conformità alle disposizioni del Testo Unico Ambientale, per conferimento rifiuti speciali e/o per recupero fondiario, le attività in prossimità di aree boscate o con colture di pregio con lavorazioni ad elevata protezione, le esigenze di ripristini speciali emerse in fase di cantiere, i maggiori oneri legati alla distanza dagli impianti di betonaggio, alla distanza dalle cave e dalle discariche, le limitazioni temporali, di mezzi e l'utilizzo di attrezzature speciali per il rispetto del quadro prescrittivo, l'esecuzione di opere speciali per richieste manifestate in fase di autorizzazione secondaria o modifiche al quadro prescrittivo, le modifiche alla tempistiche di esecuzione delle attività nei contratti base, con variazione dei costi connessi con varianti economiche correlate alla rimodulazione temporale di cantiere determinate da azioni ostative esogene.

**K7-Anticipo benefici:** tale fattore tiene conto, ove applicabile, di possibili extra costi da sostenere per riprogrammare temporalmente la realizzazione delle opere in modo che il sistema possa godere in anticipo dei benefici correlati alla loro entrata in esercizio.

La presente identificazione di fattori incrementali costituisce una prima sistematizzazione finalizzata alla nuova metodologia di stima dei costi. I fattori sopra elencati potranno perciò essere oggetto di ulteriori approfondimenti in relazione alla ricognizione storica degli eventi che hanno caratterizzato la realizzazione di impianti negli ultimi anni e saranno verificati in sede applicativa, anche ai fini di possibili modifiche e aggiornamenti.

## 9.7 Contingency

La *contingency* (Co) rappresenta la valorizzazione dell'impatto sul costo di investimento di eventi imprevisti non già inclusi nei fattori incrementali.

La *contingency*, a titolo esemplificativo, fa riferimento agli impatti di eventuali modifiche normative che incorrono nell'intervallo pluriennale intercorrente fra la prima pianificazione e la realizzazione dell'opera, ad eventuali contenziosi non già considerati nel fattore moltiplicativo  $K_4$ , ad eventuali imposizioni amministrative e fisiche di blocco cantieri e ad altre variabili che incidono sul valore complessivo dell'opera non preventivabili e non intercettabili con i fattori incrementali.

### 9.7.1 Individuazione della *contingency* (Co)

La modulazione della *contingency* tiene conto dei seguenti aspetti:

- i. **tipologia di opere:** le *contingencies* sono tendenzialmente diverse in funzione delle opere standard oggetto di pianificazione: stazioni elettriche, elettrodotti aerei e elettrodotti in cavo. Si è verificato, attraverso un'analisi di rischio, che gli elettrodotti aerei hanno un tasso di rischio maggiore rispetto alle stazioni elettriche e agli elettrodotti in cavo;
- ii. **fase del processo di realizzazione:** le fasi del processo di pianificazione, progettazione e realizzazione impianti partono da una fase con minori elementi conoscitivi (la pianificazione) a fasi con elementi di conoscenza sempre maggiore. La *contingency* – qualunque sia la tecnologia e qualunque siano le opere – presenta tipicamente valori decrescenti all'avanzare del progetto.

Il valore della *contingency*:

- è addizionale al valore del costo standard (costo unitario incrementato per i fattori incrementali  $K_n$ ), del costo delle demolizioni, del costo del personale capitalizzato;
- è stato stimato tramite l'analisi dello storico di un paniere di opere, attraverso un confronto puntuale e articolato tra pianificato e consuntivo;
- si azzerava alla messa in esercizio.

## 9.8 Livelli di incertezza nella pianificazione economica delle opere

Gli elementi che concorrono al maggiore o minor costo di un'opera sono affetti da un grado di incertezza più o meno elevato a seconda della fase del progetto, in relazione al grado di conoscenza dello stesso e del contesto. Tali elementi possono essere categorizzati in:

- elementi non modificabili (NM): tali elementi, una volta raggiunta una determinata fase di avanzamento, non si modificheranno con l'avanzare del processo di realizzazione;
- elementi modificabili (M): tali elementi possono ancora subire variazioni nella fase di avanzamento corrente del progetto.

I fattori incrementali hanno un grado di incertezza intrinseco funzione del livello di conoscenza disponibile (ad esempio, in fase autorizzativa le tipologie di fondazioni possono essere solo ipotizzate, poiché non è ancora disponibile un progetto esecutivo). In funzione del livello di conoscenza, i fattori incrementali possono essere classificati, nei diversi momenti della pianificazione, da un livello di incertezza basso, medio o alto (IB, IM, IA), come rappresentato nella Tabella 1. Invece la *contingency* si assume per definizione altamente incerta nelle prime 4 *milestones* di riferimento e si azzera alla messa in esercizio dell'opera.

Tabella 1 – Livelli di incertezza delle stime di costo per fasi

| ELEMENTI CHE DETERMINANO IL COSTO   | MILESTONE PER LA STIMA DEI COSTI |               |         |                      |                       |
|---|----------------------------------|---------------|---------|----------------------|-----------------------|
|   | M1                               | M2            | M3      | M4                   | M5                    |
|   | Presentazio<br>ne in PdS         | Avvio in iter | Decreto | Invio prog.<br>Esec. | Messa in<br>Esercizio |
| A) Tecnologia (Isolamento, Cavo/aereo, Livello di tensione, etc)  | M                                | M             | M       | NM                   | NM                    |
| B) Consistenza  | M                                | M             | M       | M                    | NM                    |
| C) Compensazioni  | M                                | M             | M       | NM                   | NM                    |
| D) Demolizioni  | M                                | M             | M       | NM                   | NM                    |
| <b>k1 Ubicazione territoriale e condizionamenti territoriali e ambientale/paesaggistica</b>             | IM                               | IM            | IM      | M                    | NM                    |
| <b>k2 Aspetti legati all'autorizzazione e alle prescrizioni autorizzative</b>                           | IA                               | IM            | IB      | M                    | M                     |
| <b>k3 Vincoli di natura tecnica e innovazione tecnologica</b>   | IA                               | IM            | IM      | IB                   | NM                    |
| <b>k4 Aspetti legati all'acquisto, asservimento ed esproprio dei fondi e contenziosi amministrativi</b> | IA                               | IA            | IA      | IM                   | M                     |
| <b>k6 Autorizzazioni secondarie e aspetti legati alla cantierizzazione</b>                              | IA                               | IA            | IM      | IB                   | M                     |
| <b>k7 Extra costi per anticipo benefici</b>   | NM                               | NM            | NM      | NM                   | NM                    |
| <b>Contingency</b>  | IA                               | IA            | IA      | IA                   |                       |

**NM** Dato deterministico (in una fase) non soggetto a modifiche in fasi successive

**M** Dato deterministico (in una fase) soggetto a modifiche in fasi successive

**IM** Dato stimato caratterizzato da un grado di incertezza **medio**

**IB** Dato stimato caratterizzato da un grado di incertezza **basso**

**IA** Dato stimato caratterizzato da un grado di incertezza **alto**

A ciascun livello di incertezza è stato assegnato un valore di impatto<sup>15</sup> (Tabella 2) da moltiplicare al valore del fattore incrementale assegnato.

Tabella 2 – Valore di impatto dei livelli di incertezza

| Livello di incertezza | Valore di impatto |
|-----------------------|-------------------|
| IA                    | 1,08              |
| IM                    | 1,06              |
| IB                    | 1,04              |
| M                     | 1,02              |
| NM                    | 1,00              |

---

<sup>15</sup> Per il fattore K5 è definito un valore di impatto specifico per ciascuna delle *milestone* M1, M2 e M3 (le principali alle quali è attribuibile un'incertezza legata alla fase di procurement).

## 9.9 Aggiornamento delle stime di costo

Il costo base dell'opera viene definito nella fase di pianificazione e successivamente aggiornato in funzione dei nuovi elementi di conoscenza a disposizione, quali le consistenze, la tecnologia e l'evoluzione dei contratti di approvvigionamento che modificano il costo base.

In particolare, il costo base dell'opera fa riferimento:

- ai costi unitari dalla fase di pianificazione (fase 1) fino alla conclusione della fase autorizzativa (fase 3);
- agli effettivi contratti di approvvigionamento delle risorse necessarie per la realizzazione dell'opera stessa, ove finalizzati, dalla fase di progettazione esecutiva (fase 4) fino alla messa in esercizio (fase 5).

La metodologia proposta prevede l'identificazione di fattori incrementali del costo base, espressi per cluster e per ciascuna categoria base con un intervallo di variazione predefinito.

Tali fattori sono puntualmente definiti per singola opera nelle varie fasi di evoluzione, da quella di pianificazione a quella di realizzazione. In particolare il fattore incrementale relativo al cluster "j" nella *milestone* "i" -  $m_{ikj}$ , è valorizzato nella prima fase di pianificazione e successivamente ricalcolato, in ogni fase, in funzione dei nuovi elementi conoscitivi che, all'avanzare del progetto, potranno essere acquisiti (ciò non esclude che il fattore incrementale possa restare invariato tra una fase e l'altra).

Infine, è previsto che al costo standard dell'opera (prodotto del costo base per i fattori incrementali) anche incrementato del costo del personale capitalizzato e dei costi per eventuali demolizioni ("ulteriori voci di costi" in Figura 3), venga applicato un valore di *contingency*. A livello di intervento (nella Figura 3 a titolo semplificativo, l'intervento coincide con l'opera) sono aggiunti gli eventuali costi compensativi.

Tutte le voci di costo possono essere oggetto di aggiornamento nelle diverse fasi di avanzamento dell'opera prevedendone una loro revisione almeno al raggiungimento di ogni *milestone*.

Si precisa che i fattori incrementali e le *contingencies* non catturano le modifiche sostanziali di progetto come ad esempio il cambio di tecnologia o modifica di consistenze di progetto. Nel primo caso verrà ricalcolato il costo standard a partire dalla nuova categoria base e nel secondo caso verrà coerentemente adeguato il costo base dell'opera alla nuova consistenza.

Nella Figura 3 è schematizzato l'andamento del full cost di un'opera nelle diverse fasi di avanzamento.

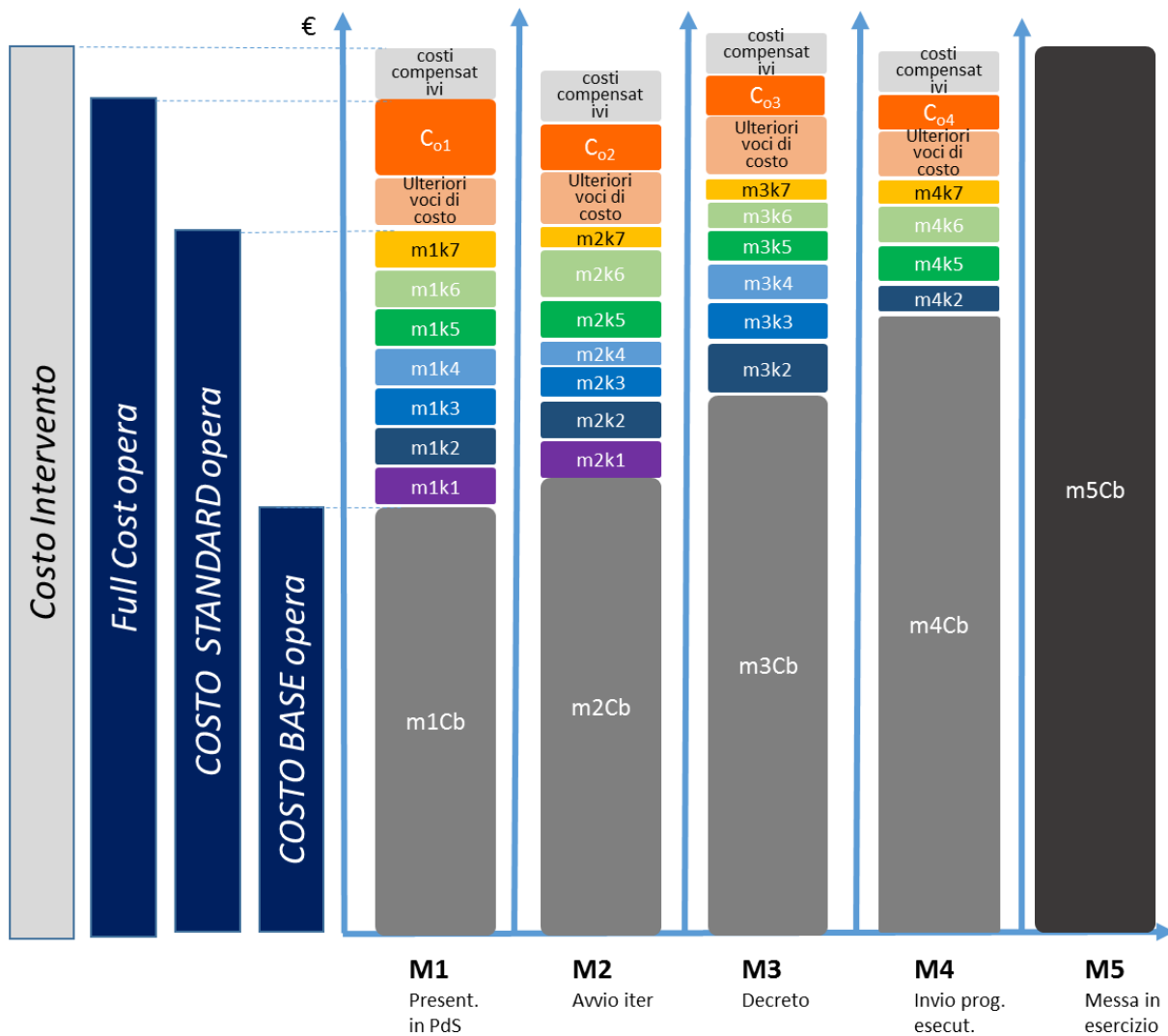


Figura 3. Rappresentazione semplificata della stima di costo dell'opera nelle *milestone* di riferimento



## 10 PRINCIPALI IPOTESI ALLA BASE DELL'ANALISI ECONOMICA DEGLI INTERVENTI

Una volta determinati i costi e i benefici di ciascun intervento di sviluppo, è possibile calcolare gli indici sintetici che ne descrivono l'utilità complessiva per il sistema:

- IUS: Indice di Utilità per il Sistema, pari al rapporto fra benefici attualizzati e costi attualizzati;
- VAN: Valore Attuale Netto, pari alla differenza fra benefici attualizzati e costi attualizzati.

Per il calcolo dei summenzionati indici è necessario definire sia l'orizzonte temporale dell'analisi (durata convenzionale della vita utile dell'investimento), sia il tasso di attualizzazione.

L'analisi viene effettuata considerando quanto segue:

- tasso di sconto 4% reale;
- vita economica 25 anni di esercizio;
- nessun valore residuale alla fine dei 25 anni.

L'attualizzazione dei benefici monetizzati all'anno di predisposizione del Piano tiene conto delle seguenti regole d'interpolazione:

- per l'intervallo compreso tra la data prevista di completamento e il primo anno studio (estremi compresi): valore dei benefici ottenuto per il primo anno studio;
- per l'intervallo o gli intervalli compresi tra due anni studio (estremi esclusi): interpolazione lineare dei benefici ottenuti nei due anni studio;
- 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.

L'analisi può inoltre individuare per ciascun intervento dei margini d'incertezza degli indicatori, specificando le ragioni alla base delle incertezze relative sia ai costi sia ai benefici.

Relativamente alla valorizzazione economica dei benefici descritti si rimanda all'Appendice informativa al presente documento, dove sono descritte in forma sintetica, le principali metodologie e riferimenti alla base della valorizzazione.

Nel caso di valorizzazione monetaria di uno o più dei benefici B13, B18, B19, B20 e B21, il gestore presenta gli indicatori IUS e VAN fornendo separata evidenza del loro valore che considera i soli benefici da B1 a B7 (Indicatori economici base) e del loro valore che considera il complesso dei benefici da B1 a B21.

Il costo di investimento (Capex) dell'intervento è assunto convenzionalmente all'anno precedente l'entrata in esercizio e attualizzato all'anno di predisposizione del Piano, nettato di eventuali contributi in conto capitale.

I costi di esercizio e manutenzione (Opex) sono considerati convenzionalmente per 25 anni dall'anno successivo all'entrata in esercizio e attualizzati all'anno di predisposizione del Piano e sono relativi al totale costo investimento inclusivo di eventuali contributi in conto capitale.

Ai fini della trasparenza e completezza informativa, nelle schede di intervento di cui al Piano di Sviluppo si fornisce evidenza dell'ammontare stimato dei contributi in conto capitale e i relativi valori di IUS e VAN, indicando in nota i valori IUS e VAN calcolati in assenza di tali contributi.

I riferimenti adottati e i criteri per la monetizzazione dei benefici, le valorizzazioni dei costi unitari, dei fattori incrementali e della *contingency* sono riportate nell'Appendice informativa allegata.

Il gestore del sistema di trasmissione:

- utilizza le ipotesi descritte nella seguente Appendice informativa per la preparazione del Piano 2019 e per altri studi di pianificazione nel corso del medesimo anno<sup>16</sup>.
- ha facoltà di modificare uno o più parametri o ipotesi<sup>17</sup>, dando dettagliata evidenza e motivazione delle modifiche introdotte, nell'ambito del Piano o di uno dei suoi documenti di accompagnamento.

Rispetto all'edizione allegata al PdS 2018 i principali aggiornamenti dell'Appendice riguardano:

- Relativamente al beneficio B4 è riportata una precisazione sulla modalità di calcolo dell'indicatore (Tabella 6);
- Aggiornato la stima del B7 quale risultato delle simulazioni di mercato e di rete (Tabella 6)
- Inseriti i riferimenti per la monetizzazione degli indicatori B20 e B21 (Tabella 6)
- Affinamenti dei valori dei costi operativi unitari annui (Tabella 15)
- Precisazioni delle fasi nella tabella Contingency (Tabella 16).

---

<sup>16</sup> A titolo indicativo: studi relativi all'adeguatezza o alla resilienza del sistema, analisi ACB effettuate per specifici interventi diversi da quelli già analizzati nel Piano, es. proposta di opere oggetto di incentivazione.

<sup>17</sup> Con l'esclusione dei parametri che sono stati definiti dalla delibera 627/2016.

## 11 STRUMENTO DI SIMULAZIONE DEL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO E BILANCIAMENTO

In relazione al beneficio B7 variazione (riduzione) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento si riportano le caratteristiche del nuovo strumento denominato **Modis** (Market Operation and DISpatching): il tool di simulazione del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e bilanciamento (MB) sviluppato da CESI.

Modis simula il mercato dei servizi di dispacciamento e bilanciamento su orizzonte annuale e con dettaglio orario valutando, con criteri di economicità e nel rispetto dei vincoli tecnici delle unità di generazione abilitate, le azioni necessarie per il soddisfacimento dei vincoli di bilanciamento e di esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

In particolare, sono considerati i seguenti input:

a) esiti dei mercati dell'energia MGP/MI (anch'essi simulati su scenari prospettici) quali:

- profili di carico zonali previsto;
- programmi di produzione delle unità di generazione (termoelettriche, idroelettriche e storage) e stato dei volumi dei bacini idroelettrici;
- programmi di produzione delle fonti rinnovabili;
- prezzi zonali di mercato e offerte dei gruppi partecipanti ai mercati dell'energia;

b) vincoli per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico:

- fabbisogni orari di margine di riserva secondaria di aggregato e terziaria zonale calcolati in funzione degli errori di previsione di carico e di produzione da fonti rinnovabili non programmabili e termica;
- vincoli orari di scambio di energia tra le zone di mercato;
- vincoli di must-run delle unità termoelettriche e vincoli di esercizio a rete integra dove e quando presenti;
- fabbisogno di bilanciamento orario zonale stimato mediante opportuno calcolo dell'errore di previsione del fabbisogno di energia e della produzione da fonte rinnovabile, rispetto alla stima previsionale adottata nei precedenti mercati dell'energia.

A partire dai suddetti dati di input, lo strumento modifica i programmi di produzione delle unità di abilitate ai mercati ancillari sulla base dei prezzi di offerta a salire e a scendere e dei gettoni di accensione associati alle singole unità risolvendo un problema di unit-commitment differenziale e redispatching a minimi costi per il sistema.

I prezzi di offerta delle unità abilitate al MSD sono calcolati dal software sulla base delle caratteristiche tecniche degli impianti e degli esiti dei mercati dell'energia.

L'accuratezza della soluzione deterministica del problema permette un'efficiente stima delle movimentazioni a salire e a scendere e dei relativi costi sul MSD e MB. Simulando il MSD/MB sotto differenti ipotesi di capacità di scambio tra le zone di mercato è possibile valutare i benefici che la maggiore capacità di scambio consente di ottenere in termini di minori costi MSD/MB e quindi di valutare in modo esaustivo gli impatti sul sistema elettrico degli interventi di rete previsti nel medio e lungo termine.

Si sottolinea che i benefici MSD/MB valutati da Modis sono del tutto complementari ai benefici relativi al MSD stimati da GRARE; infatti quest'ultimo valuta esclusivamente le movimentazioni ai fini della risoluzione di congestioni intrazonali di rete mentre Modis, basato su modello zonale, non le include nelle proprie stime.

## 12 METODOLOGIA PER LA DETERMINAZIONE DELL'INDICATORE "RESILIENZA" PER LA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE

Il presente allegato illustra una proposta metodologica elaborata congiuntamente da Terna e RSE e applicata per la prima volta nel Piano di Sviluppo 2018 per la definizione di un indicatore di Resilienza che insieme agli altri indicatori comunemente utilizzati nella metodologia Analisi Costi Benefici, di cui all'allegato A della delibera 627/16 modificata e integrata dalle delibere 856/17 e 692/18, possa cogliere il beneficio di un intervento di sviluppo in termini incremento della Resilienza del sistema elettrico rispetto ad eventi climatici estremi legati a fenomeno di wet-snow.

Tale metodologia è stata consultata insieme al PdS 2018 nel corso della consultazione pubblica avviata dalla ARERA ai sensi della Deliberazione del 4 Novembre 2016 n. 627/2016/R/eel.

Nel corso del 2019 si è proceduto con ulteriore evoluzione della metodologia finalizzata ad analizzare i principali elementi di vulnerabilità dei componenti di una linea elettrica. Nell'edizione del PdS 2019 trova applicazione la presente metodologia.

### 12.1 Premessa

Gli eventi meteorologici estremi degli ultimi anni ed in particolare la variabilità di frequenza ed estensione degli stessi rende necessaria una pianificazione della rete in grado di cogliere questi cambiamenti. Per tener conto di tale fenomenologia nel corso degli ultimi anni sono state sviluppate su mandato dell'ARERA una serie di attività volte ad analizzare azioni per incrementare la resilienza della rete.

Il presente documento illustra una proposta metodologica per la definizione di un indicatore di Resilienza che insieme agli altri indicatori comunemente utilizzati nella metodologia Analisi Costi Benefici, di cui alla delibera 627/16 del 4 Novembre 2016, possa cogliere il beneficio di un intervento di sviluppo in termini incremento della Resilienza del sistema elettrico rispetto ad eventi climatici estremi.

Con Determina 2/2017 DIEU del 7 marzo 2017 sono state approvate le "Linee Guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico – Parte Prima", contenenti le principali indicazioni per la stesura dei piani di lavoro finalizzati all'adozione di misure regolatorie volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico, che Terna e le Imprese distributrici "devono predisporre e trasmettere all'Autorità entro il 31 marzo 2017" (rispettivamente ai sensi dell'art. 37 TIQ.TRA e dell'art. 77 del TIQE).

Esse sono principalmente basate sulla documentazione rilasciata l'1 dicembre 2016 alla Direzione Infrastrutture dal Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), candidatosi a individuare possibili indicatori di resilienza nell'ambito del Tavolo di lavoro già istituito per effetto della Determina 6/2016 (Tavolo Resilienza) [13].

Sulla base della documentazione rilasciata dal CEI relativa alla tenuta meccanica delle linee aeree in media tensione e alta tensione a fronte della formazione dei "manicotti" di ghiaccio per l'azione combinata delle precipitazioni nevose e del vento, Terna ha consegnato alla ARERA il "*Piano di lavoro finalizzato all'adozione di misure regolatorie volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico edizione 2017*" nell'ambito del quale Terna si è proposta di integrare l'attuale indicatore di resilienza.

A questo riguardo l'obiettivo del presente documento elaborato congiuntamente da Terna e RSE, è di integrare la metodologia dell'indicatore Resilienza proiettandosi da un approccio di tipo componentistico ad un approccio sistemico sempre finalizzato a definire criteri e priorità per la realizzazione degli interventi sulla Rete di Trasmissione Nazionale volti ad incrementare la resilienza del sistema elettrico rispetto ad eventi legati a fenomeni di wet-snow.

In particolare la metodologia prevede l'adozione di un indicatore che renda conto dell'effettivo comportamento delle singole linee, attraverso l'introduzione del tasso di guasto (rilevato) di queste, a fronte degli eventi meteorologici che comportino la formazione di manicotti di neve o ghiaccio. In questo modo si possono tenere in considerazione le peculiarità di ciascuna linea, quali lo stato delle strutture e dei componenti e le condizioni di intensificazione locale dell'evento meteorologico in ragione di specifiche situazioni topografiche (come nel caso di una linea in condizione di versante) [17] [18].

La metodologia proposta prevede inoltre, attraverso l'impiego di un avanzato modello numerico di rianalisi meteorologica [7] [8] [9] [10], di tenere in considerazione la reale estensione dei singoli fenomeni meteorologici sul territorio nazionale, aspetto di particolare rilevanza nelle ricadute che detti fenomeni possono avere sulla funzionalità della rete elettrica. Gli aspetti topologici sono inoltre tenuti in considerazione attraverso un coefficiente che rappresenta il grado di vulnerabilità di una Cabina Primaria rispetto alla tipologia di connessione che la caratterizza.

Infine, per evitare di sottostimare il rischio di disalimentazione è riportata la valutazione della vulnerabilità di una linea, prendendo in considerazione i diversi elementi che la compongono. Quest'analisi è effettuata attraverso un modello probabilistico presentato in letteratura, valutando la vulnerabilità dei singoli componenti delle campate, su linee progettate con parametri tipici dei criteri di progetto unificato Terna.

## 12.2 Indicatore di resilienza

Le Linee guida, pubblicate dall'ARERA in data 7 Marzo 2017, definiscono in maniera innovativa l'indicatore di Resilienza (IRE) e introducono il primo punto di riferimento in letteratura.

L'analisi della resilienza è basata su un indice di rischio (IRI) di disalimentazione degli Utenti di una rete elettrica, definito come il prodotto della probabilità che l'evento produca un disservizio e dell'entità del danno (disalimentazione) prodotto dal disservizio stesso.

Tale probabilità di accadimento dell'evento di disservizio di una Cabina che alimenta l'utenza è definita in funzione del tempo di ritorno (TR) del disservizio delle linee che alimentano direttamente o indirettamente la Cabina Primaria (o Cabina). A sua volta il tempo di ritorno dei guasti di linea è funzione del tempo medio intercorrente tra il verificarsi di due eventi meteo successivi di entità uguale o superiore ad un valore di intensità minima definita (CEI EN 50341-2-13) [17] che porta al disservizio della linea stessa. Il tempo di ritorno dell'evento di disalimentazione di una CP si identifica con il tempo di ritorno di quella linea il cui fuori servizio determina un disservizio delle utenze sottese alla medesima CP.

La valutazione del tempo di ritorno dell'evento di disalimentazione di una Cabina dipende da:

- valore del tempo di ritorno delle linee direttamente connesse alla Cabina Primaria stessa;
- magliatura della porzione di rete cui la Cabina è connessa.

Di seguito si riportano due esempi (**Figura 4, Figura 5**) per il calcolo del tempo di ritorno di una CP, sulla base di due differenti magliature di rete all'interno di un'ipotetica isola di carico investita da un evento meteorologico avverso di nevicata.

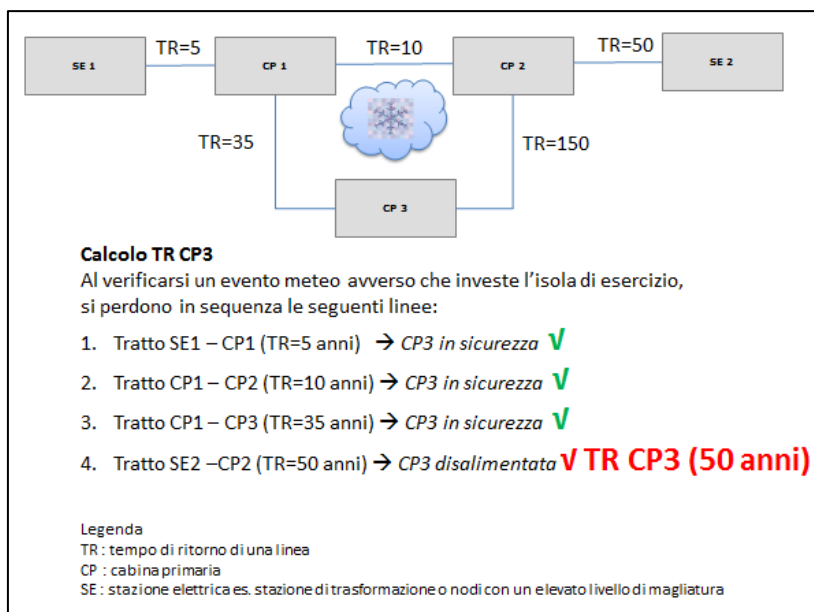


Figura 4 – Esempio di calcolo di tempo di ritorno CP magliata

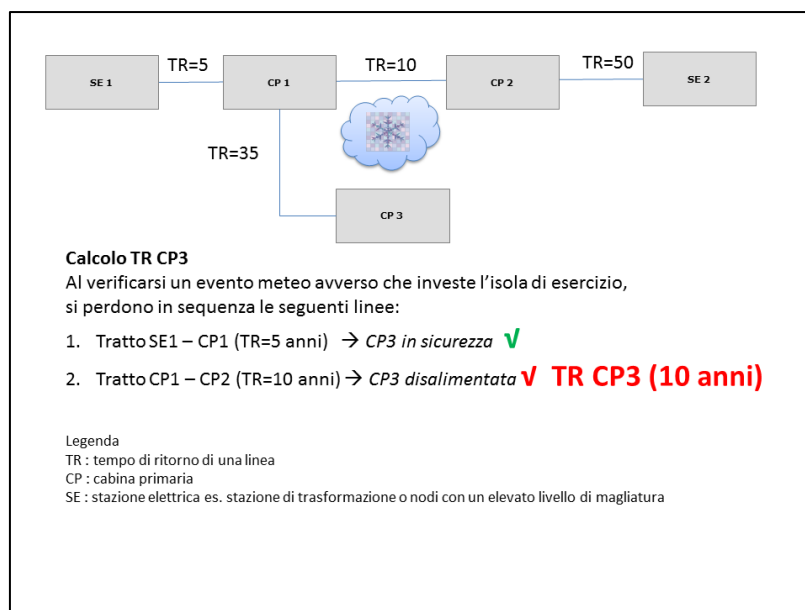


Figura 5 – Esempio di calcolo di tempo di ritorno CP in antenna

La probabilità che la Cabina sia disalimentata è pertanto dovuta al fuori servizio delle linee elettriche direttamente connesse ad essa o di qualunque altra linea, appartenente alla porzione limitrofa di rete (isola elettrica<sup>18</sup>), che potrebbe determinare la disalimentazione delle utenze sottese alla Cabina stessa.

Con riferimento alle Linee Guida ARERA, l'indice di rischio è definito come segue:

$$- \text{Indice di Rischio di una Cabina Primaria (IRI)} = \text{NUD/TR}$$

dove:

- la probabilità di disservizio della Cabina è individuata come l'inverso del tempo di ritorno dell'evento TR che comporta il disservizio della stessa Cabina Primaria;
- l'entità del danno è individuata come il numero di Utenti in bassa tensione disalimentati (NUD).

L'indice di resilienza IRE è l'inverso dell'indice di rischio ed è quindi pari a:

- Indice di Resilienza (IRE) = TR/NUD

Tenendo presente che:

- le Imprese distributrici comunicano a Terna il NUD (numero utenti della Distribuzione sottesi alla Cabina) per ciascuna Cabina Primaria.

Il miglioramento dell'indice di rischio (ovvero l'inverso dell'indice di resilienza) è valutato come differenza tra l'indice di rischio in condizioni post-intervento e l'indice di rischio in corrispondenza della situazione ante-intervento con riferimento a ciascuna Cabina Primaria.

### 12.3 Resilienza del sistema elettrico

Il frequente ripetersi di eventi meteorologici estremi di neve e ghiaccio che hanno colpito alcune aree del Paese negli ultimi anni rende necessario valutare l'effettiva esposizione delle singole linee della rete di trasmissione a fenomeni quali la formazione di manicotti di ghiaccio e neve.

Anche al fine di pianificare la rete considerando la peculiarità di questi fenomeni, il presente documento mira a definire un indicatore che esprima l'effettiva esposizione al rischio degli impianti della rete, *"alla luce degli effetti degli eventi meteorologici severi e persistenti occorsi negli ultimi 15 anni"*.

La proposta è quella di integrare l'indicatore di resilienza del sistema elettrico rispetto ad eventi estremi quali fenomeni di formazione neve- ghiaccio partendo dalla definizione del calcolo del tempo di ritorno di una Cabina Primaria così come definita nell'ambito del Gruppo di lavoro per la predisposizione di indicatori per la valutazione della resilienza (CEI Comitato 8/28 nell'ambito del Tavolo Tecnico della qualità), ed estendendo l'approccio prevalentemente componentistico del calcolo ad uno di sistema che include anche aspetti legati ad altre variabili come frequenza di accadimento dei guasti, debolezza intrinseca della topologia di rete, estensione del fenomeno meteorologico.

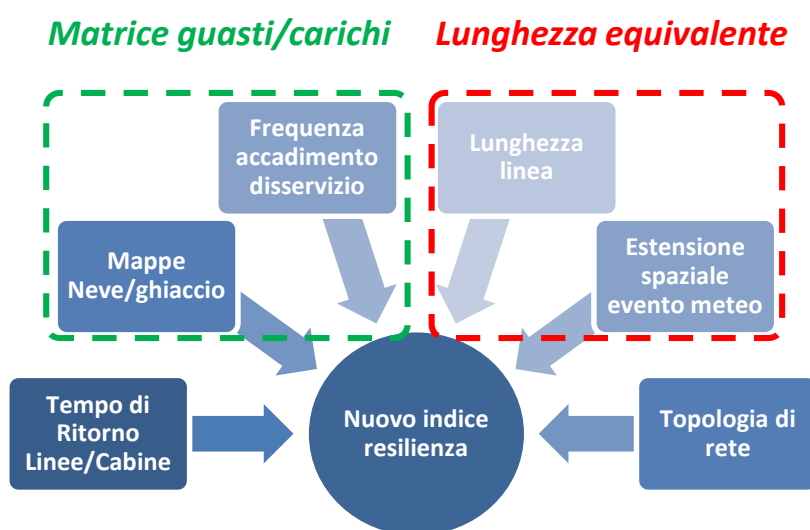
---

<sup>18</sup> **Isola di carico o isola di esercizio:** Porzione di rete ad un determinato livello di tensione, costituita da nodi elettrici e linee che li connettono, compresa tra trasformatori verso altri livelli di tensione.

A questo fine sono stati introdotti una serie di fattori che, nella consapevolezza della possibile sovrapposizione degli effetti<sup>19</sup>, rendono ragione:

- degli effettivi guasti delle singole linee;
- dei più recenti e avanzati modelli di calcolo dei carichi per manicotto di ghiaccio/neve umida sulle linee aeree;
- della estensione spaziale degli eventi meteorologici;
- della lunghezza delle linee elettriche;
- della topologia della rete elettrica.

In **Figura 6** è riportata una rappresentazione dei fattori di influenza della resilienza del sistema elettrico (e della loro combinazione ai fini della valutazione del "nuovo indice di resilienza"):



**Figura 6 – Rappresentazione dei fattori di influenza della resilienza del sistema elettrico**

La proposta di miglioramento del sopraccitato indicatore di resilienza mira a definire criteri e priorità per la realizzazione degli interventi sulla Rete di Trasmissione Nazionale più legati alla effettiva topologia e stato della rete.

La metodologia proposta prevede il calcolo di un Indice di Rischio (IRI) modificato sulla base della valutazione di un tempo di *ritorno equivalente di una linea elettrica* e di *tempo di ritorno equivalente di una Cabina* che tengano conto dei succitati fattori, combinati secondo il seguente flusso logico.

<sup>19</sup> Ad esempio, la lunghezza delle linee e la topologia della rete dovrebbero avere influenzato i guasti effettivi storici delle singole linee.



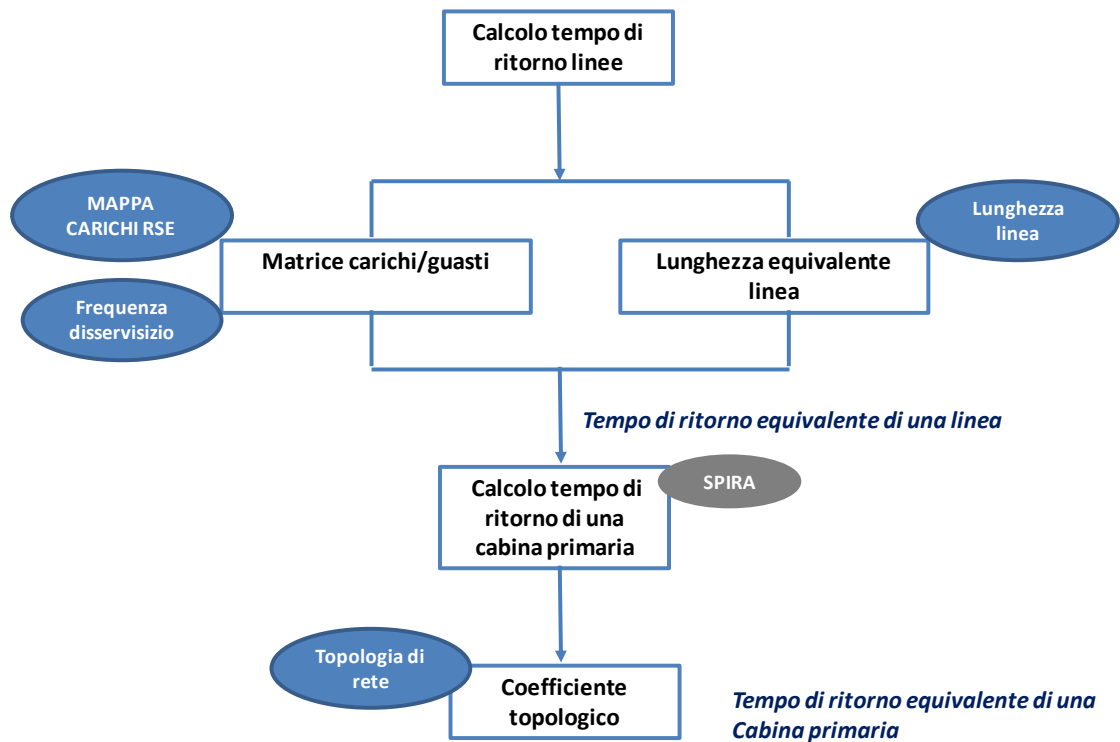


Figura 7 – Diagramma di flusso per il calcolo del tempo di ritorno equivalente di una Cabina Primaria

Le seguenti equazioni traducono il diagramma di Figura 7:

$$TR_{GC\_linea} = TR_{linea} * K_{g-c} / 150$$

$$TR_{CP\_equiv} = TR_{GC\_CP} * K_{top}$$

Dove:

- $TR_{linea}$  è il tempo di ritorno di una linea calcolato secondo la norma CEI EN 50341-2-13
- $K_{g-c}$  è il coefficiente "carichi/guasti"
- $TR_{GC\_linea}$  è il tempo di ritorno equivalente di una linea tenuto conto del coefficiente  $K_{g-c}$
- $TR_{GC\_CP}$  è il tempo di ritorno di una Cabina Primaria tenuto conto del coefficiente  $K_{g-c}$
- $K_{top}$  è il coefficiente di topologia
- $TR_{CP\_equiv}$  è il tempo di ritorno equivalente di una Cabina Primaria modificato con il coefficiente di topologia

Di seguito sono descritte le singole voci costituenti le due equazioni che consentono di arrivare al calcolo del tempo di ritorno equivalente di una Cabina Primaria.

### Calcolo del tempo di ritorno di una linea

Il tempo di ritorno di una linea (CEI EN 50341-1) [16] è definito come l'intervallo di tempo tra ricorrenze successive di un'azione climatica di ampiezza minima definita. L'inverso del tempo di ritorno è la probabilità annuale di superamento di detta azione minima.

Il valore delle azioni è calcolato sulla base delle disposizioni di cui alla CEI EN 50341-2-13, alla quale si rimanda per i dettagli tecnici, con riferimento ad un tempo di ritorno di 50 anni.

Sulla base delle azioni calcolate secondo la norma CEI EN 50341-2-13, (per ciascuna delle linee aeree del territorio italiano (progettate secondo normative precedenti) si è proceduto al calcolo dei tempi di ritorno in base ai criteri delle norme CEI EN sopraccitate ( $TR_{linea}$ ).

### **Matrice carichi/guasti**

Al fine di tenere in debita considerazione l'effettivo comportamento delle singole linee e le informazioni fornite dai più avanzati modelli numerici di rianalisi meteorologica, è stata introdotta una matrice "guasti/carichi", che fornisce dei pesi per modificare in modo selettivo i Tempi di ritorno delle singole linee calcolati secondo la norma CEI EN 50341-2-13. Tale norma, facendo riferimento a fatti meteorologici precedenti l'anno 2005 potrebbe non riflettere lo storico degli eventi occorsi più recentemente in alcune specifiche aree del territorio italiano.

### **Mappa dei carichi RSE**

La mappa resa disponibile da RSE fornisce i carichi da neve umida ed è basata sul dataset MESAN (MESociale Analysis system) [1] [2]. La metodologia applicata per il calcolo dei carichi di neve sul conduttore di riferimento (ACSR  $d=22.8$  mm) può essere sintetizzata attraverso i seguenti punti.

- utilizzo delle osservazioni meteorologiche dei dataset grigliati MESAN;
- selezione delle condizioni di wet-snow attraverso opportune soglie di temperatura diversificate sul territorio nazionale;
- utilizzo modello di crescita cilindrica e conservativa del manicotto di neve su conduttori di linee aeree (Makkonen [4] [5] [6]);
- stima del carico verticale e del carico risultante utilizzando i dati di vento massimo giornaliero;
- applicazione del modello Makkonen con dati meteo giornalieri a disposizione su alcuni cluster di conduttori di riferimento della media e alta tensione;
- periodo per carico invernale: da novembre ad aprile;
- finestra crescita del manicotto con finestra mobile su 2 giorni;
- limite crescita manicotto: 50 kg/m (superiore a questa soglia si verifica distacco sotto l'azione dello stesso peso del manicotto).

La mappa fornisce le zone critiche per ghiaccio/neve con una risoluzione spaziale di 5 km dipendente dalla risoluzione del suddetto dataset MESAN, in funzione della tipologia del conduttore e del manicotto di ghiaccio. Sulla base di questa suddivisione in zone e della collocazione geografica degli elettrodotti della rete di trasmissione è possibile associare a ciascun tratto di linea un valore presunto di carico meccanico dovuto al manicotto di ghiaccio.

Ai fini del presente studio è stata individuata la seguente classificazione in termini di massa di neve per unità di lunghezza del conduttore (kg/m):

| Classe | kg/m    |
|--------|---------|
| 1      | > 12    |
| 2      | 7 ÷ 12  |
| 3      | 4 ÷ 7   |
| 4      | 1.5 ÷ 4 |
| 5      | 0 ÷ 1.5 |
| 6      | 0       |

Nel caso di linea che attraversa zone con carichi diversi, la classe di appartenenza della stessa si identifica con quella a sovraccarico peggiore, in quanto rappresenta il punto a maggiore vulnerabilità.

### **Guasti delle linee per neve/ghiaccio**

Al fine di catturare anche la frequenza storica di accadimento degli eventi meteorologici legati a neve e ghiaccio di ciascuna delle linee aeree del territorio italiano nel periodo di disponibilità del dataset meteorologico (1985-2013), si è fatto riferimento ai dati di interruzione del servizio, con un tempo di permanenza superiore ai 3 minuti, registrati da sistema MBI<sup>20</sup> sulla Rete di Trasmissione Nazionale negli ultimi 13 anni (1 gennaio 2004-31 dicembre 2016).

A questo fine è stata adottata la seguente classificazione degli eventi di guasto per ciascuna linea.

| Classe | n. eventi guasto |
|--------|------------------|
| A      | > 8              |
| B      | 4 ÷ 7            |
| C      | 1 ÷ 3            |
| D      | 0                |

<sup>20</sup> Monitoring and Business Intelligence.

### Calcolo della matrice

Per ciascuna linea sono state associate due grandezze, i guasti della linea stessa e il carico di manicotto nel tratto in cui si verificano le condizioni di sovraccarico peggiori. Tale combinazione può essere rappresentata da una matrice dei "carichi" e dei "guasti" per linea esplicitati nella **Figura 8**.

| Matrice guasti\carichi | 1  | 2  | 3  | 4  | 5  | 6  |
|------------------------|----|----|----|----|----|----|
| A                      | A1 | A2 | A3 | A4 | A5 | A6 |
| B                      | B1 | B2 | B3 | B4 | B5 | B6 |
| C                      | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 | C6 |
| D                      | D1 | D2 | D3 | D4 | D5 | D6 |

**Figura 8** - Matrice guasti/carichi

Il codice colore (rosso, arancione verde) classifica le linee in base alla possibile priorità di intervento sulle stesse.

Come è possibile notare non vi è simmetria di colori rispetto alla diagonale A1 a D6 in quanto la risposta delle singole linee può essere influenzata da fattori differenti (locali e strutturali) e la mappatura fa riferimento ad una "banca dati" che va dal 1985 al 2013 (il dataset MESAN non riflette quindi gli ultimi eventi occorsi in Italia): ci sono linee che hanno subito fuori servizio per neve pur non presentando carichi attesi per formazione di manicotti secondo la mappatura RSE.

Al fine di comporre le due informazioni e prioritizzare gli interventi si è deciso di dare maggiore peso agli eventi di fuori servizio verificatisi (che riflettono anche la reale caratteristica strutturale/meccanica dell'impianto) rispetto ai dati della mappatura RSE.

In **Figura 9** è riportata la matrice con l'attribuzione di pesi (variabili da 0.1 a 1)

| Matrice guasti\carichi | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|
| A                      | 0.1  | 0.14 | 0.18 | 0.22 | 0.26 | 0.3  |
| B                      | 0.34 | 0.38 | 0.42 | 0.46 | 0.5  | 0.54 |
| C                      | 0.58 | 0.62 | 0.66 | 0.7  | 0.74 | 0.78 |
| D                      | 0.82 | 0.86 | 0.9  | 0.94 | 0.98 | 1    |

**Figura 9** - Matrice guasti/carichi con i valori dei coefficienti  $K_{g-c}$

Tutti gli elettrodotti siti nelle aree ove si è registrato un alto tasso di eventi di disservizio per neve e ghiaccio e ove la mappatura RSE indica un rischio elevato di formazione del manicotto di neve e ghiaccio (aree ROSSE della matrice) costituiscono il primo insieme di impianti su cui prioritariamente valutare interventi di mitigazione (es. antitorsionali, carichi zavorra, ecc.) nel breve periodo e interventi infrastrutturali (es. sviluppo della rete, ricostruzioni, interrimento, ecc.) nel medio-lungo periodo.

Tutti gli elettrodotti in cui si è registrato un medio tasso di eventi di esercizio per neve e ghiaccio, costituiscono il secondo insieme di impianti (aree ARANCIONI della matrice) su cui valutare interventi di mitigazione (antitorsionali, carichi zavorra, ecc.) nel breve periodo e interventi infrastrutturali (sviluppo della rete, ricostruzioni, interrimento, ecc.) nel medio-lungo periodo.

Tutti gli altri elettrodotti ricadono in aree a bassa frequenza di eventi di guasto e basso carico da manicotto (aree VERDI della matrice), per cui costituiscono un insieme di impianti sui quali non è ritenuto prioritario intervenire.

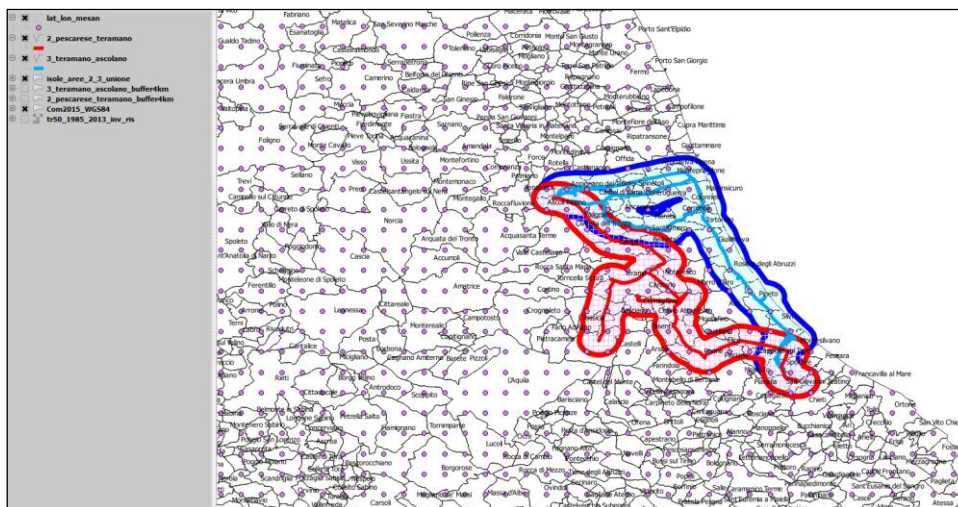
### **Coefficiente di estensione di una perturbazione**

Attraverso i risultati delle simulazioni modellistiche RSE ha potuto determinare l'estensione di ciascuna delle perturbazioni nevose associate a delimitate aree geografiche per il periodo 1985-2013.

È stato possibile in questo modo calcolare per ciascuna isola elettrica l'estensione massima della perturbazione per l'arco temporale sopra citato.

A titolo di esempio, RSE, sulla base del tracciato linee di Atlarete (atlante georeferenziato della rete elettrica di trasmissione), ha rappresentato su un sistema informativo geografico due isole elettriche dell'Abruzzo, sovrapponendole alla griglia modellistica MESAN come illustra l'immagine successiva.

Per rappresentare la superficie dell'isola elettrica, è stato creato un buffer attorno alle linee con raggio di 4 km, compatibile con la risoluzione spaziale del modello.



**Figura 10 - Rappresentazione su GIS delle aree identificate attorno alle linee che definiscono le due isole elettriche e baricentro dei punti corrispondenti alla griglia di simulazione del dataset MESAN**

Le isole elettriche sono rappresentate rispettivamente da 41 punti per l'isola Teramano-Ascolano e 45 per l'isola Pescara-Teramo.

Il fattore  $K_{est}$  di estensione spaziale degli eventi è stato calcolato come rapporto tra il numero di punti griglia che ricadono nell'isola elettrica e che hanno un carico di neve significativo (superiore a  $1.5 \text{ kg/m}^{21}$ ) sul conduttore di riferimento ( $N_{pt_{1.5\_isola}}$ ) rispetto al numero totale di punti griglia associati all'isola elettrica ( $N_{pt_{tot\_isola}}$ ).

La formula per il calcolo del coefficiente di estensione è la seguente:

$$K_{est} = N_{pt_{1.5\_isola}} / N_{pt_{tot\_isola}}$$

### **Lunghezza equivalente di una linea**

Altri elementi importanti per la valutazione della probabilità che una linea possa essere interessata da fenomeni di guasto per formazione di sovraccarichi di neve, sono dati dalla lunghezza della linea stessa e dall'estensione della perturbazione meteorologica che può interessare le diverse zone del territorio nazionale.

Maggiore è l'estensione del fenomeno meteo e minore è la lunghezza equivalente della linea, che risulta inversamente proporzionale alla probabilità che in qualche punto del suo tracciato possa verificarsi un guasto che ne provochi il fuori-servizio.

Per ciascuno degli eventi di nevicata considerati, è stato calcolato il fattore di estensione spaziale  $K_{est}$ . Il  $K_{est}$  utilizzato ai fini del calcolo della lunghezza equivalente di linea è relativo all'evento storico a maggior estensione ed intensità.

Più estesa è la perturbazione nevosa maggiore è il  $K_{est}$  associato all'isola di esercizio e maggiore è il tratto di di linea (*linea equivalente*) esposto al fenomeno:

$$L_{eq} = L * K_{est}$$

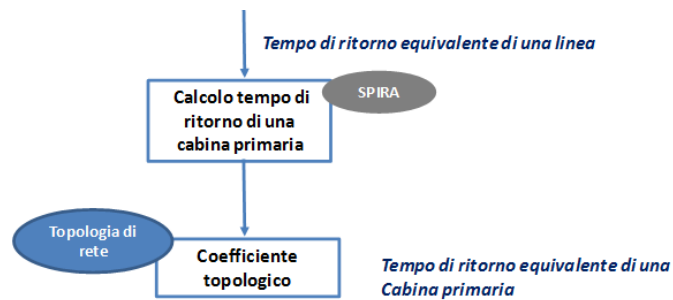
Un  $K_{est}$  prossimo a 1 (ovvero una perturbazione nevosa che interessa l'intera estensione dell'isola di esercizio) porta ad avere la *lunghezza equivalente* ( $L_{eq}$ ) uguale alla lunghezza fisica ( $L$ ) della linea.

### **Tempo di ritorno Equivalente di una Cabina Primaria**

Il processo di calcolo dell'indicatore di resilienza di una Cabina Primaria prevede il flusso logico indicato in **Figura 11**. A partire dal tempo di ritorno equivalente delle linee che compongono l'isola di esercizio si calcola il tempo di ritorno della Cabina Primaria secondo la metodologia di cui al Capitolo 3. Si precisa che l'applicazione della metodologia è stata opportunamente implementata sugli strumenti informatici di pianificazione della rete (tool SPIRA) al fine di automatizzare il processo. Successivamente il tempo di ritorno della Cabina Primaria è "corretto" con un coefficiente denominato coefficiente topologico che rappresenta il grado di esposizione al rischio della Cabina Primaria in funzione della tipologia di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale.

---

<sup>21</sup> Valore di riferimento adottato per la progettazione delle linee AT nelle norme CEI11.4.



**Figura 11 - Flusso logico per il calcolo del tempo di ritorno equivalente di una Cabina Primaria pesato attraverso il coefficiente topologico di rete.**

### Coefficiente topologico di rete (K<sub>top</sub>)

Il coefficiente topologico di rete rappresenta il grado di affidabilità della connessione di una Cabina Primaria rispetto alla tipologia di connessione che la caratterizza.

Dal punto di vista analitico il K<sub>top</sub> è funzione della lunghezza equivalente e del tempo di ritorno TR<sub>GC\_linea</sub> relativi alle singole linee dei rami afferenti alla Cabina Primaria; nello specifico la norma CEI EN 50341-2-13 considera 'affidabile' una linea con tempo di ritorno almeno 150:

$$TR_{GC\_linea} = TR_{linea} * K_{g-c} / 150$$

In base alla configurazione di collegamento alla CP si ha una differente formula di calcolo:

*Configurazione in antenna* 
$$K_{top} = \left[ \frac{\sum_{i=1}^n (TR_{GC\_linea_i} * Leq_i)}{\sum_{i=1}^n L_i} \right] * 0,3 + 0,1$$

*Configurazione in E.E. (Entra -Esce)* 
$$K_{top} = Max \left[ \frac{\sum_{i=1}^n (TR_{GC\_linea_i} * Leq_i)}{\sum_{i=1}^n L_i} \right] * 0,3 + 0,4$$

*Configurazione con > 2 linee* 
$$K_{top} = Max \left[ \frac{\sum_{i=1}^n (TR_{GC\_linea_i} * Leq_i)}{\sum_{i=1}^n L_i} \right] * 0,3 + 0,7$$

Tale coefficiente K<sub>top</sub> moltiplicato per il tempo di ritorno della Cabina Primaria TR<sub>GC\_CP</sub> ne fornisce il tempo di ritorno equivalente TR<sub>CP\_equiviv</sub>; grazie a quest'ultimo è possibile effettuare il calcolo dell'Indice di Rischio (IRI).

## **12.4 Valutazione della vulnerabilità delle linee**

Il fenomeno dei manicotti causa sovraccarichi meccanici che possono provocare la rottura sia dei conduttori sia di altri componenti delle linee – gruppo mensole, accessori, isolatori, funi di guardia -, con conseguente fuori servizio.

La realtà operativa mostra che i manicotti causano la rottura degli altri componenti di linea più che i conduttori di fase.

Per evitare di sottostimare, in misura anche considerevole, il rischio di disalimentazione, nella metodologia per il calcolo dell'indice di resilienza è quindi opportuno considerare i tempi di ritorno dei guasti relativi non

solo ai conduttori di fase, ma a ciascuno dei componenti della linea. Alcuni di questi tempi possono infatti essere inferiori a quelli dei conduttori di fase, e pertanto risultare più critici per la sicurezza della linea<sup>22</sup>.

In questo documento si analizza in particolare la vulnerabilità delle campate di linea al fine di identificare i componenti più critici.

#### 12.4.1 Metodologia per la valutazione della vulnerabilità

I tempi di ritorno dei guasti sono associati alla probabilità di occorrenza di eventi meteo, che abbiano intensità almeno pari a quella che causa la perdita dei singoli componenti delle linee. Per valutare questi tempi, occorre anzitutto caratterizzare la vulnerabilità di tali componenti rispetto alle sollecitazioni causate dagli stessi eventi meteo.

La vulnerabilità si rappresenta con modelli probabilistici, che esprimono la probabilità di cedimento in funzione dell'intensità della sollecitazione. Al crescere di questa, aumenta la probabilità di guasto<sup>23</sup>.

In particolare le mensole, le morsetterie e gli isolatori possono rompersi per la forza verticale dovuta al peso del conduttore su cui si è formato il manicotto; le funi di guardia, per la forza di trazione (tensione) dovuta al peso dei manicotti e al vento, come accade per i conduttori di fase.

A partire dalle probabilità di rottura dei singoli componenti della linea, si valuta la probabilità di rottura della linea.

La vulnerabilità dipende da grandezze come i parametri e la configurazione dei conduttori, la distanza fra tralicci consecutivi, la freccia del conduttore, le caratteristiche meccaniche dei componenti ecc.

Le analisi di vulnerabilità devono quindi essere condotte con i parametri della linea in esame. La maggior parte delle linee di trasmissione di TERNA è stata progettata con criteri unificati, per cui è sufficiente effettuare le valutazioni applicando i parametri standard. Molte altre linee, invece, non seguono questi criteri, a causa di peculiarità (orografia del territorio, rischio già noto di formazione di manicotti): in questi casi dovrebbe essere valutata la vulnerabilità, cioè la probabilità di guasto a fronte di carichi manicotto, per ogni singola campata.

A tal scopo è stato proposto un modello probabilistico di vulnerabilità, implementato per le linee AT e AAT in caso di manicotti di neve umida. Tale modello include la vulnerabilità dei:

- conduttori di fase e funi di guardia, interessati dalla tensione meccanica dovuta al carico combinato del manicotto e del vento agente su di esso;
- dispositivi del sostegno soggetti alla forza dovuta al carico stesso.

In particolare il modello di vulnerabilità della singola campata di una linea, oggetto dell'analisi, considera tre curve di vulnerabilità:

- la curva di fragilità meccanica per ciascun conduttore di fase  $P_{V,mech\_conductor}$  rappresentata con una funzione di probabilità cumulata (Cumulative Distribution Function, CDF) di tipo lognormale, relativa alla tensione meccanica, con un valore medio uguale alla resistenza a rottura nominale (*rated breaking strength*) espressa in kN per il conduttore.

<sup>22</sup> Il tempo di ritorno di guasto della linea è infatti il minimo fra i tempi di ritorno di guasto dei singoli componenti

<sup>23</sup> Di solito la fragilità meccanica è ben rappresentata da distribuzioni di probabilità lognormali. La distribuzione si può adattare per ogni componente, in modo che il valore atteso di rottura coincida con quello nominale.



La vulnerabilità totale associata ai conduttori di fase  $P_{V,tot\_mech\_phases}$  si ottiene combinando le vulnerabilità dei singoli conduttori espresse dalla distribuzione  $P_{V,mech\_conductor}$ :

$$\begin{aligned} P_{V,tot\_mech\_phases} &= 1 - \left(1 - P_{V,mech\_phase}\right)^{N_{phases}} \\ P_{V,mech\_phase} &= 1 - \left(1 - P_{V,mech\_conductor}\right)^{N_{conductors\_per\_phase}} \end{aligned} \quad (1)$$

dove  $N_{phases}$  e  $N_{conductors\_per\_phase}$  sono rispettivamente il numero di fasi ed il numero di conduttori per fase.

- La curva di fragilità meccanica per fune di guardia  $P_{V,mech\_shieldwire}$  espressa ancora da una distribuzione lognormale di probabilità. La vulnerabilità totale dovuta alle funi di guardia  $P_{V,tot\_mech\_shield\_wires}$  è data dall'equazione (2)

$$P_{V,tot\_mech\_shield\_wires} = 1 - \left(1 - P_{V,mech\_shield\_wire}\right)^{N_{shield\_wires}} \quad (2)$$

dove  $N_{shield\_wires}$  è il numero di funi di guardia.

- il modello di vulnerabilità associato ai componenti del traliccio, dato dalla curva di fragilità meccanica  $P_{V,mech\_tow\_equip}$  rappresentata da una distribuzione lognormale del carico meccanico, centrata sul carico di rottura nominale dei componenti più fragili, cioè i sostegni di sospensione, secondo i tipici criteri di progettazione. La vulnerabilità totale dovuta ai dispositivi dei sostegni è data dall'equazione (3):

$$P_{V,tot\_mech\_tow\_equip} = 1 - \left(1 - P_{V,mech\_tow\_equip}\right)^{N_{tow\_equip}} \quad (3)$$

dove  $N_{tow\_equip}$  è il numero di sostegni.

Ad ogni curva di vulnerabilità corrisponde una specifica variabile di stress meccanico, ovvero:

- la tensione  $T$  in kN sul singolo conduttore di fase
- la tensione  $T_{fg}$  in kN sulla singola fune di guardia
- la risultante delle forze  $R$  (in kN) agenti sul sostegno, in particolare la risultante dei carichi verticali (propri e dovuti al peso della neve) e di quelli orizzontali (spinta del vento sui conduttori).

La metodologia di calcolo della probabilità di guasto delle linee calcola i valori delle suddette curve di vulnerabilità a fronte dei valori previsti per le tre variabili sopracitate di stress meccanico, calcolando così le probabilità di guasto dei conduttori di fase  $P_{f,tot\_mech\_phases}$ , delle funi di guardia  $P_{f,tot\_mech\_shield\_wires}$  e dei sostegni  $P_{f,tot\_mech\_tow\_equip}$ .

Infine, la probabilità di guasto meccanico di una singola campata consiste in (4):

$$P_{Fspan} = 1 - (1 - P_{f,tot\_mech\_phases}) \cdot (1 - P_{f,tot\_mech\_shield\_wires}) \cdot (1 - P_{f,tot\_mech\_tow\_equip}) \quad (4)$$

Si assume inoltre che la vulnerabilità dei tralicci delle linee AT/AAT alle neviccate umide sia trascurabile rispetto a quella manifestata dai componenti sopra modellizzati<sup>24</sup>.

### 12.4.2 Risultati

Per valutare la vulnerabilità delle campate di linea è stata svolta un'analisi di massima su linee progettate con parametri tipici dei criteri di progetto unificato, finalizzata a evidenziare quali siano i componenti più critici, ossia quali si rompano per primi al crescere dell'intensità dello stress.

In particolare l'analisi è volta a valutare le probabilità di guasto dei componenti di linea (conduttori di fase, funi di guardia e sostegni) a fronte della sollecitazione meccanica dovuta all'azione combinata di manicotto e vento.

Le variabili di stress meccanico considerate sono i carichi lineari in kg/m sui conduttori e le funi di guardia e il conseguente carico a trazione in kN sui sostegni.

Le simulazioni considerano un range di carichi lineari da 1 a 30 kg/m sul conduttore di fase. Inoltre si analizza una singola campata di alcune tipologie standard di linee a 380, 220 e 132 kV.

I parametri considerati nella simulazione relativi a tali linee sono riportati nella seguente tabella.

<sup>24</sup> Se le variabili di stress meccanico sono espresse in termini di densità di probabilità, rispettivamente  $p_T$ ,  $p_{Tfg}$  e  $p_R$ , le probabilità di guasto dei singoli componenti si ottengono risolvendo i seguenti integrali:

- $P_{f,tot\_mech\_phases} = \int P_{V,tot\_mech\_phase} \times p_T dT$  per la probabilità di guasto associata ai conduttori di fase;
- $P_{f,tot\_mech\_shield\_wire} = \int P_{V,tot\_mech\_shield\_wires} \times p_{Tfg} dT_{fg}$  per la probabilità di guasto associata alle funi di guardia;
- $P_{f,tot\_mech\_tow\_equip} = \int P_{V,tot\_mech\_tow\_equip} \times p_R dR$  per la probabilità di guasto associata ai sostegni.

| <b>Parametro</b>  | <b>Linea trinata<br/>a 380 kV</b> | <b>Linea binata<br/>a 220 kV</b> | <b>Linea<br/>a 132 kV (I)</b> | <b>Linea<br/>a 132 kV (II)</b> |
|---|-----------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Campata, m  | 450                               | 400                              | 300                           | 300                            |
| Diametro del conduttore di fase, mm                                   | 31.5                              | 31.5                             | 22.8                          | 31.5                           |
| Carico di rottura nominale del conduttore di fase, kN                 | 170                               | 170                              | 100                           | 170                            |
| Carico di rottura nominale della fune di guardia, kN                  | 89                                | 89                               | 89                            | 89                             |
| Carico di rottura nominale del sostegno, kN                           | 46                                | 46                               | 28                            | 28                             |
| Numero di conduttori per fase   | 3                                 | 2                                | 1                             | 1                              |
| Numero di funi di guardia   | 2                                 | 1                                | 1                             | 1                              |
| Diametro delle funi di guardia, mm                                    | 11.5                              | 11.5                             | 11.5                          | 11.5                           |
| Tiro iniziale del conduttore, % del carico di rottura nominale        | 20                                | 20                               | 20                            | 14                             |
| Tiro iniziale della fune di guardia, % del carico di rottura nominale | 12                                | 12                               | 12                            | 12                             |

Nelle simulazioni si assume che le funi di guardia sono soggette allo stesso carico lineare a cui sono sottoposti i conduttori di fase.

I seguenti grafici riportano le probabilità di guasto associate ai conduttori di fase, alle funi di guardia e ai sostegni in funzione del carico lineare in kg/m sul conduttore di fase, per le tipologie di linee considerate.

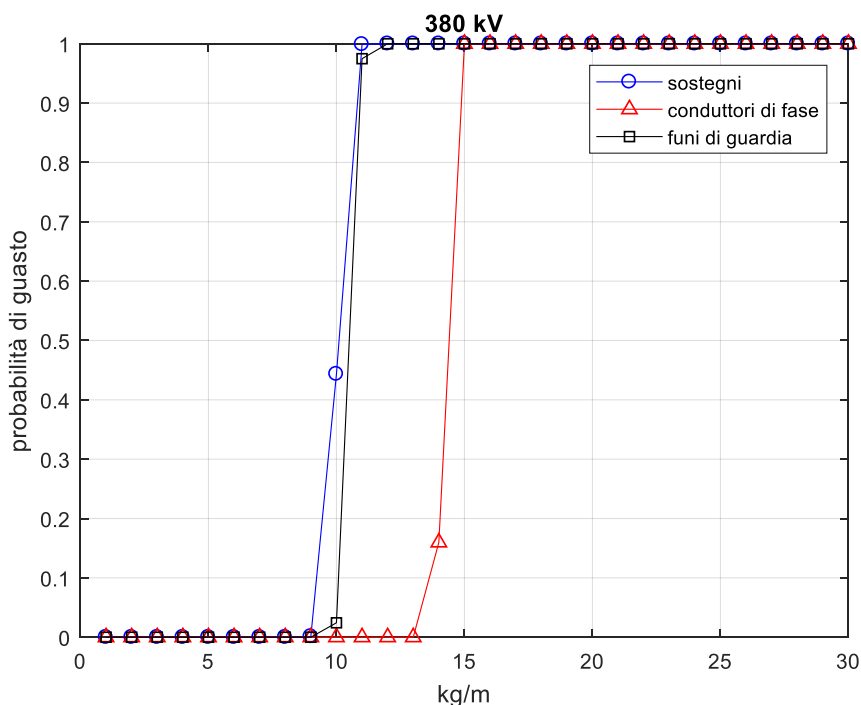
Le simulazioni svolte mostrano che per tutte le tipologie di linee analizzate i sostegni sono i componenti più vulnerabili, in accordo con le evidenze di esercizio: la loro probabilità di guasto assume valori non trascurabili già per 10 kg/m per le linee AAT a 220 e 380 kV e per 8 kg/m per le linee AT a 132 kV.

Inoltre per le linee AAT i conduttori di fase rappresentano i componenti meno vulnerabili: la loro probabilità di guasto cresce significativamente per carichi lineari dell'ordine dei 15 kg/m. Tale carico elevato è raggiunto solo in aree di rete particolarmente soggette ai fenomeni di nevicata umida.

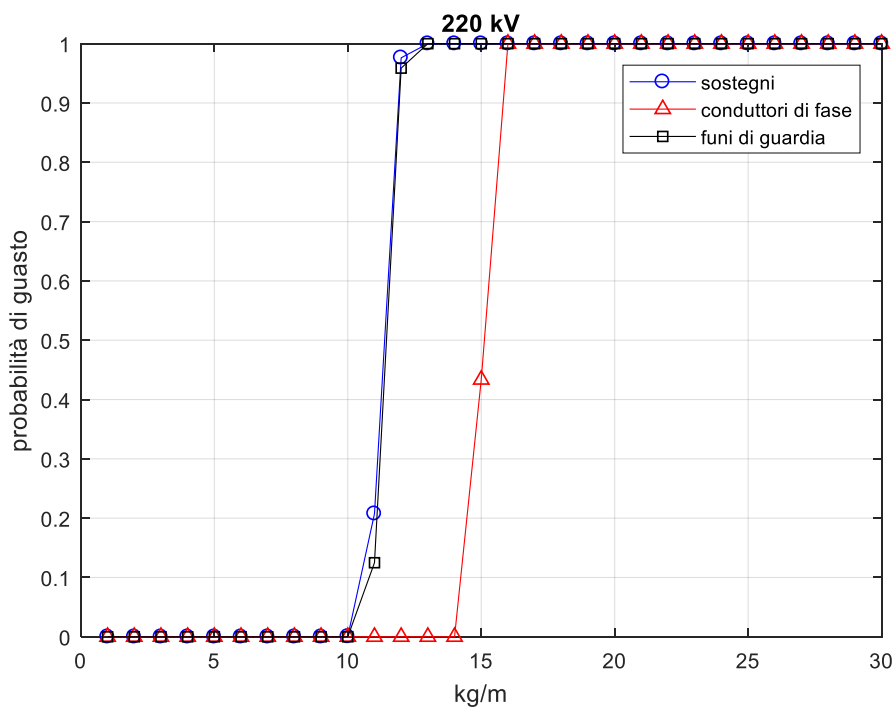
Le funi di guardia delle linee AAT sono più vulnerabili rispetto ai conduttori di fase e presentano vulnerabilità lievemente inferiori – comunque paragonabili – rispetto a quelle dei sostegni.

Per le linee a 132 kV con un conduttore di fase da 22.8 mm, la fune di guardia da 11.5 mm di diametro risulta l'elemento meno vulnerabile, presentando un significativo aumento della probabilità di guasto a partire da 13 kg/m (maggiore dei 10 kg/m riscontrati per le funi di guardia delle linee AAT per effetto della minore lunghezza della campata), mentre la probabilità di guasto dei conduttori di fase comincia a crescere in modo non trascurabile già a partire dai 10 kg/m.

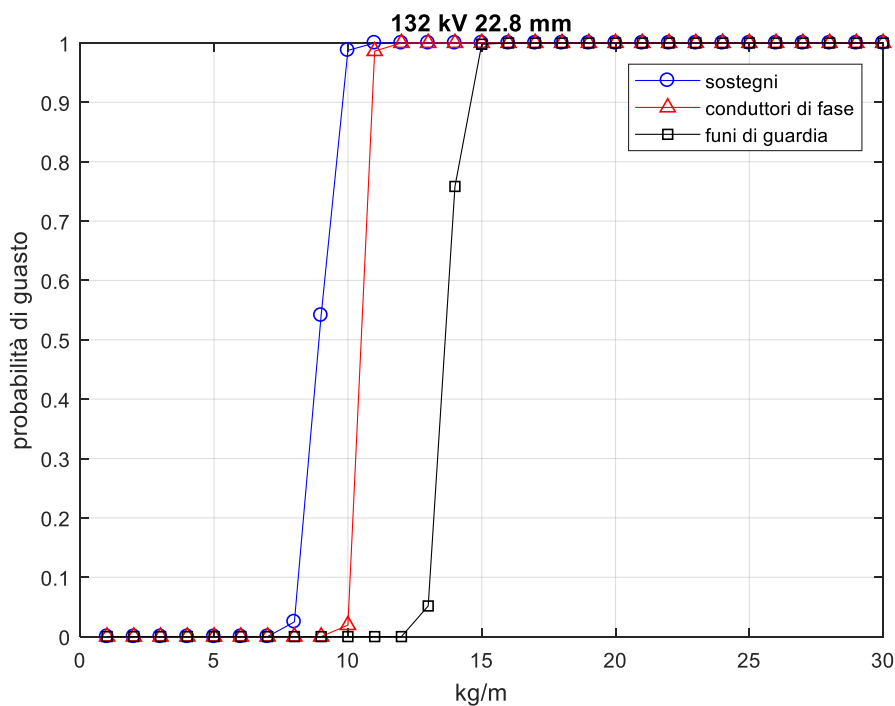
### Vulnerabilità delle linee AAT 380kV



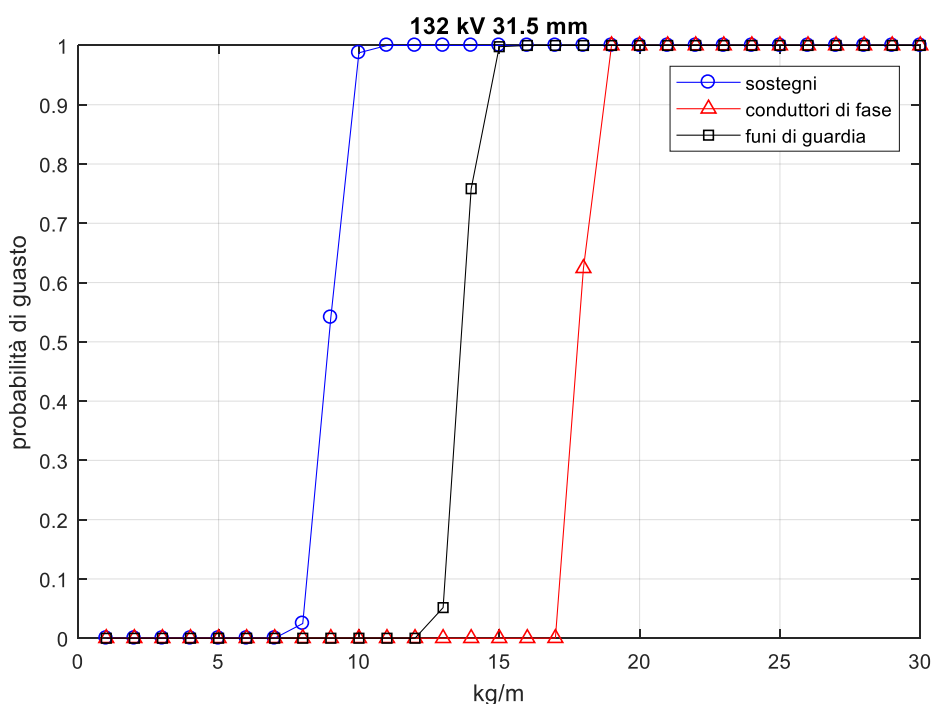
### Vulnerabilità delle linee AAT 220kV



### Vulnerabilità delle linee 132kV da 22.8 mm



### Vulnerabilità delle linee 132kV da 31.5 mm



## 12.5 Conclusioni

Il presente documento, elaborato congiuntamente da Terna e RSE, si è posto l'obiettivo di integrare la metodologia dell'indicatore Resilienza proiettandosi da un approccio di tipo componentistico ad un approccio sistemico.

Un confronto diretto tra esperti di pianificazione di rete, di componentistica e di meteorologia, parti attive nella realizzazione di gran parte della bibliografia, ha consentito di mettere a punto una metodologia per un nuovo indicatore Resilienza per la Rete di Trasmissione Nazionale. Tuttavia, per la valutazione del tempo di ritorno dei guasti di linea è necessario considerare la vulnerabilità dei sostegni, che costituiscono i componenti più fragili rispetto alle sollecitazioni causate dal fenomeno della neve umida.

La metodologia probabilistica per la valutazione dell'indice di resilienza si può estendere per considerare non solo la probabilità di perdita di una singola linea, ma anche il fuori servizio contemporaneo di più collegamenti nella stessa area: questa evenienza è rara in condizioni normali, ma diventa non trascurabile nel caso di eventi meteo intensi che coprono un'area estesa.

### 13 RIFERIMENTI DOCUMENTALI

1. Regolamento (CE) 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
2. Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile;
3. Decreto del Ministro delle Attività Produttive 20 aprile 2005, recante la Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale e la relativa convenzione allegata, come modificata e aggiornata con decreto del Ministro per lo Sviluppo Economico 15 dicembre 2010;
4. Proposta Terna di Evoluzione della metodologia Analisi Costi-Benefici del Piano di Sviluppo 2015;
5. Documento per la consultazione dell'Autorità 1 ottobre 2015, 464/2015/R/EEL "Servizio di trasmissione dell'energia elettrica: un modello di sviluppo selettivo degli investimenti";
6. Deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL "Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023";
7. Deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL "Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023";
8. Deliberazione dell'Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL e relativo Allegato A "Requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale";
9. Deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2018, 692/2018/R/EEL "Modifiche alla delibera 627/16 e disposizioni in materia di pianificazione dello sviluppo della RTN e relativo Allegato A "Requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale";
10. Deliberazione 856/2017/R/EEL, recante in particolare l'aggiornamento della deliberazione 627/2016;
11. Determinazione Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling (DIEU) dell'Autorità n.2/2017 e relativo Allegato A: linee guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della Resilienza del Sistema Elettrico;
12. Documento per la consultazione dell'Autorità 20 luglio 2017, 542/2017/R/EEL "Servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica: regolazione incentivante output-based. Orientamenti finali";
13. Posizione di ACER del 30 gennaio 2013 sulle Guideline to Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects di ENTSO-E;
14. Opinione di ACER 01/2014 del 30 gennaio 2014 sulle Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects ENTSO-E;
15. Le "Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects FINAL di ENTSO-E- Approved by the European Commission 5 Febbraio 2015";
16. Opinione di ACER 04/2016 del 23 marzo 2016 sui piani decennali nazionali di sviluppo delle reti di trasmissione;
17. Lettera di ACER del 7 giugno 2016 recante "The Agency's views on a consistent and interlinked electricity and gas market and network model - An opportunity to improve the Ten Year Network Development Plans beyond 2017";
18. Documento di descrizione degli scenari ENTSO-E "TYNDP 2016 Scenario Development Report – Final after public consultation - 3 novembre 2015";
19. Opinione di ACER 12/2016 del 4 ottobre 2016 sullo schema di documento "TYNDP 2016 Scenario Development Report";

20. Le "Guideline for Cost Benefit Analysis 2.0 of Grid Development Projects 6 December 2016 Version updated for ACER official opinion";
21. Opinione di ACER 05/2017 del 6 marzo 2017 sulle Guideline for Cost Benefit 2.0 Analysis of Grid Development Projects 6 December 2016 di ENTSO-E - Version updated for ACER official opinion.
22. Il documento di ENTSO-E "2nd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects FINAL Approved by the European Commission 27 September 2018";
23. Lo schema di Piano decennale di Sviluppo della RTN relativo all'anno 2018.
24. P. Dahlgren, T. Landelius, P.Kallberg, S. Gollvik: A high-resolution regional reanalysis for Europe. Part 1: Three-dimensional reanalysis with the regional High-Resolution Limited-Area Model (HIRLAM).
25. T. Landelius, P. Dahlgren, S. Gollvik, A. Jansson and E. Olsson: A high-resolution reanalysis for Europe. Part 2: 2D Analysis of surface temperature, precipitation and wind. Royal Meteorological Society. Published: 3 April 2016.
26. Bonelli P., Lacavalla M. – "Trend in snow deposition on overhead electric lines: using synoptic data to investigate the relationship black-out risk/climate change. " Management of Weather and Climate Risk in the Energy Industry. NATO Science for Peace and Security Series – C. Environmental Security- Edited by Troccoli A., January, 2010 (ISSN: 1874-6519).
27. Makkonen L. –"Models for the growth of rime, glaze, icicles and wet snow on structures" Philosophical Transactions of the Royal Society (2000) 358, 2913-2939.
28. Makkonen L. and B. Wichura, "Simulating wet snow loads on power line cables by a simple model," Cold Regions Science and Technology, Vols. 2-3, no.61, pp. 73-81, 2010.
29. Bonelli, P., Lacavalla, M., Marcacci, P., Mariani, G., and Stella, G.: Wet snow hazard for power lines: a forecast and alert system applied in Italy, Nat. Hazards Earth Syst. Sci., 11, 2419-2431, doi:10.5194/nhess-11-2419-2011,2011.
30. Lacavalla M., Bonelli P., Mariani G., Marcacci P., Stella G.: The WOLF system: forecasting wet-snow loads on power lines in Italy. IW AIS 2011, China.
31. Lacavalla M., Marcacci P., Freddo A. - Wet-snow activity reaserch in Italy - IW AIS 2015 Uppsala, Sweden.
32. M. Lacavalla, P. Marcacci, C. Chemelli, M. Balordi, R. Bonanno, G. Pirovano - Operational Forecast and Research Activities on Wet snow Accretion in Italy. IW AIS 2017, China
33. Lacavalla M., Marcacci P., Frigerio A.: Forecasting and monitoring wet-snow sleeve on overhead power lines in Italy The RSE response to harmful winter blackouts in Italy – EESMS, Trento 2015, Proceedings IEEE;
34. ARERA, Deliberazione 646/2015/R/eel recante "Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023" e relativo Allegato A (TIQE);
35. ARERA, Deliberazione 653/2015/R/eel recante "Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023" e relativo Allegato A (TIQ.TRA);
36. ARERA, Determina 6/2016 - DIUC recante "Istituzione del tavolo di lavoro sulla qualità del servizio elettrico, ai sensi del punto 3, lettera c) della deliberazione 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel", ARERA;
37. ARERA, Linee Guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico – Parte Prima;
38. ARERA, Delibera 627/16/R/eel recante "Disposizioni per la consultazione del Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale dell'energia elettrica e approvazione di requisiti minimi del Piano per le valutazioni di competenza dell'Autorità";



39. CEI EN 50341-1 (2013-10) "Linee elettriche aeree con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata - Parte 1: Prescrizioni generali - Specifiche comuni";
40. CEI EN 50341-2-13 (2017-01) "Linee elettriche aeree con tensione superiore a 1 kV in c.a. - Aspetti Normativi Nazionali (NNA) per l'Italia (basati sulla EN 50341-1:2012)".
41. IEC 60826 Ed.4 (2017-02) "Overhead transmission lines – Design criteria";
42. Emanuele Ciapessoni, Diego Cirio, Andrea Pitto, Pietro Marcacci, Matteo Lacavalla, Stefano Massucco, Federico Silvestro and Marino Sforza : A Risk-Based Methodology and Tool Combining Threat Analysis and Power System Security Assessment, *Energies*, 2018.
43. Ciapessoni, E.; Cirio, D.; Pitto, A.; Kjølle, G.; Jakobsen, S.H.; Sforza, M. Contingency screening starting from probabilistic models of threats and component vulnerabilities. In *Proceedings of the 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Genoa, Italy, 20–24 June 2016; pp. 1–8.
44. Ciapessoni, E., Cirio, D., Kjølle, G., Massucco, S., Pitto, A., & Sforza, M. (2016). Probabilistic risk-based security assessment of power systems considering incumbent threats and uncertainties. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(6), 2890-2903.
45. <https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Rapporto-ambientale-del-PdS-2011-volume-nazionale.pdf>
46. <https://www.esriitalia.it/case-history/energia-e-risorse-naturali/306>
47. <http://csr.terna-reports.it/2013/it/responsabilita-servizio-elettrico/sviluppo-rete/lapproccio-responsabile-attivita-sviluppo-rete#start>
48. [http://www.regione.piemonte.it/governo/bollettino/abbonati/2010/29/attach/dgr\\_00329\\_430\\_19072010.pdf](http://www.regione.piemonte.it/governo/bollettino/abbonati/2010/29/attach/dgr_00329_430_19072010.pdf)

## 14 APPENDICE INFORMATIVA

La presente appendice riporta le seguenti informazioni

- i. limiti di sicurezza del sistema considerati nell'ambito delle simulazioni di rete;
- ii. ipotesi alla base della quantificazione dei benefici:
  - indisponibilità annue degli elementi di rete per guasto (e più in generale per indisponibilità totale);
  - ore di utilizzo delle perdite equivalenti alla punta di carico;
  - ore equivalenti di utilizzo della generazione eolica, fotovoltaica ed idroelettrica;
- iii. i riferimenti e i criteri adottati per la valutazione economica (monetizzazione) dei benefici;
- iv. i costi unitari delle categorie base, i cluster dei fattori incrementali, gli Opex, i valori delle contingency per fase.

Tali parametri e ipotesi sono adottati ai fini dell'implementazione della metodologia dell'analisi costi benefici per il Piano di Sviluppo 2019.

### 14.1 Limiti di sicurezza del sistema considerati nell'ambito delle simulazioni di rete

Nell'ambito delle simulazioni di rete così come descritte nel paragrafo 6.2, sono verificate le seguenti condizioni:

- nelle simulazioni probabilistiche e nelle simulazioni in regime statico Load Flow, deve essere verificata la sicurezza statica N-1 ovvero ogni evento di fuori servizio su un elemento di rete non deve generare alcun transito > 100%;
- nelle simulazioni in regime statico Load Flow:
  - i. su un elemento di rete è tollerato un impegno tra l'80% e il 100% in un evento di guasto N-1 a condizione che non ci sia alcun fuori servizio che comporti sullo stesso un transito > 100%;
  - ii. sugli ATR è tollerato un impegno fino al 110% in un evento di guasto N-1 a condizione che a rete integra (N) l'impegno degli stessi sia < 90%, se ci sono le azioni necessarie a ricondurre il transito al 100% nei tempi dovuti tipicamente circa 20 minuti (e.g. azioni di dispacciamento, cambio assetto rete, etc.);
  - iii. sulle linee è tollerato un impegno fino al 120% in un evento di guasto N-1 a condizione che a rete integra (N) l'impegno delle stesse sia < 80%, se ci sono le azioni necessarie a ricondurre il transito al 100% nei tempi dovuti tipicamente 20 minuti (e.g. azioni di dispacciamento, cambio assetto rete, etc.);
- nelle simulazioni probabilistiche, si garantisce il rispetto del limite del 100% agendo prioritariamente sulle unità di generazione, PST ed in ultima istanza sulla riduzione dei prelievi tenendo conto di quelli maggiormente influenti sul vincolo.

Nel caso di linee in doppia terna, in un evento di guasto N-1, si considera il fuori servizio contemporaneo della terna che simula l'evento di guasto N-1 e della seconda terna non interessata inizialmente dal fuori servizio ovvero il guasto di modo comune<sup>25</sup>.

---

<sup>25</sup> Sono considerate contingenze N-1 anche i fuori servizio di doppie terne 150-132 kV all'interno dell'isola di esercizio e 380-220 kV che possono causare significativi riporti di corrente sull'isola stessa.

Relativamente ai vincoli di tensione si assumono invece i valori riportati nel documento "Qualità del servizio di trasmissione - livelli attesi della qualità della tensione" (come previsto da artt. 31.2 – 32.4 - 33.5 della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico n. 250/04).

## 14.2 Ipotesi alla base della quantificazione dei benefici

Ipotesi assunte per le indisponibilità annue degli elementi di rete per guasto (e più in generale per indisponibilità totale).

Le indisponibilità annue degli elementi di rete, per guasto o altra tipologia di indisponibilità, fanno riferimento ai dati storici disponibili raggruppati per:

- i. tipologia di elemento (autotrasformatori, linea aerea, linea in cavo, linea mista<sup>26</sup>);
- ii. livello di tensione (380 e 220 kV,  $\leq 150$  kV);
- iii. tipologia di indisponibilità (guasto, altro).

Il valore di indisponibilità annua si ottiene dal rapporto tra le durate delle interruzioni degli elementi di rete e i km di terne al 30 giugno dell'anno di riferimento.

Tabella 3 – Caratterizzazione dati indisponibilità storiche

|                    | Indisponibilità annua per guasto (IG) pu/100 km, elettrodotti (pu/n, ATR) |         | Indisponibilità annua totale per guasto e indisponibilità lavori (IN) (pu/100 km, elettrodotti) (pu/n, ATR) |           |
|--------------------|---|---------|---|-----------|
|                    | aeree   | cavo    | aeree   | cavo      |
| 380/220 kV (AAT)   | 0.00003   | 0.00024 | 0.0000015   | 0.0000141 |
| $\leq 150$ kV (AT) | 0.00005   | 0.00052 | 0.0000029   | 0.0000301 |
| ATR (AAT/AT)       | 0.002519  |         | -   |           |

Ipotesi assunte per le ore di utilizzo delle perdite equivalenti alla punta di carico.

Le ore di utilizzo equivalenti, sono calcolate tenendo conto:

- i. dei dati relativi ad almeno gli ultimi 7 anni disponibili;
- ii. del raggruppamento territoriale (Liguria, Piemonte, Val d'Aosta = Nord Ovest; Lombardia = Nord; Friuli Venezia Giulia, Trentino Alto Adige, Veneto = Nord Est; Emilia Romagna, Toscana = Centro Nord; Abruzzo, Lazio, Marche, Molise, Umbria = Centro; Basilicata, Calabria, Campania, Puglia = Centro Sud; Sicilia; Sardegna; Italia).

Le ore equivalenti alla punta sono la media dei rapporti annuali tra il fabbisogno e il picco registrato.

Tabella 4 - ore equivalenti alla punta

| Nord Ovest <sup>27</sup> | Nord  | Nord Est | Centro Nord | Centro | Centro Sud | Sicilia | Sardegna | Italia |
|--------------------------|-------|----------|-------------|--------|------------|---------|----------|--------|
| 5.850                    | 5.550 | 5.500    | 5.600       | 5.800  | 5.900      | 6.150   | 6.500    | 5.850  |

<sup>26</sup> Le durate delle interruzioni delle linee miste sono attribuite per l'80% alle linee aeree e per il 20% alle linee in cavo.

<sup>27</sup> Liguria, Piemonte, Val d'Aosta

Per quanto concerne le ipotesi assunte per le ore equivalenti della produzione idroelettrica  $Heq_{IDR}$ , Eolica  $Heq_{EOL}$  e Fotovoltaica  $Heq_{FV}$ , si utilizza la media dei rapporti annuali tra produzione netta (MWh) e potenza netta (MW), dei dati relativi a 7 anni. Per quanto concerne Eolico e Fotovoltaico si tiene conto del peso della potenza installata nell'effettuare la media negli anni.

Per quanto concerne le congestioni di sistema si utilizzano:

- per le analisi di mercato ed analisi di rete probabilistiche i dati PEMMDB 2.0 resi disponibili in ambito ENTSO-E,
- per le analisi di rete deterministiche si utilizzano le ore equivalenti medie storiche della produzione Eolica, Fotovoltaica e Idroelettrica, ovvero:

*Tabella 5 – ore equivalenti generazione rinnovabile*

|   | h/anno |
|---|--------|
| Ore equivalenti eolico e fotovoltaico   | 2.280  |
| Ore equivalenti eolico e fotovoltaico (ai fini della valutazione delle congestioni) | 2.300  |
| Ore equivalenti idroelettrico   | 2.265  |

### 14.3 Parametri e ipotesi per la valutazione economica dei benefici

Tabella 6 – Parametri per la monetizzazione dei benefici

| Indicatore   | Parametri e ipotesi per la monetizzazione dei benefici   | Riferimenti adottati  |
|--|--|---|
| B1<br>Incremento SEW                                       | In esito alla simulazione, il risultato in termini di variazione del <i>total surplus</i> è già monetizzato essendo espresso direttamente in Mln€/anno.  |   |
| B2 – a<br>riduzione perdite da simulazioni probabilistiche | Si utilizza il Prezzo medio previsto nel mercato dell'energia (MGP) espresso in €/MWh, calcolato sulla base degli output delle simulazioni di mercato negli scenari e negli anni studio in esame.  | All.A<br>Del. 627/16, art 12.9, modificata dalla del.692/18 |
| B2 – b<br>riduzione perdite da load flow                   |  |   |
| B3 – a<br>riduzione ENF simulazioni probabilistiche        | <p>Utilizzo del VOLL (Value of Lost of Load) in un intervallo compreso tra 20 k€/MWh e 40 k€/MWh, in relazione al pregio delle utenze potenzialmente oggetto di disalimentazione, all'industrializzazione o alla densità abitativa<sup>28</sup>, secondo i seguenti criteri (criterio OR) riassunti in tabella:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pregio utenze disalimentate               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Isole geografiche e/o elettriche con carico picco &gt;10 MW, incluse le antenne strutturali o aree turistiche: 40 k€/MWh</li> <li>○ Isole geografiche e/o elettriche con carico picco &lt; 10 MW: 30 k€/MWh</li> <li>○ Altro: 20 k€/MWh</li> </ul> </li> <li>• Industrializzazione:               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Consumi industriali provincia &gt;50%: 40 k€/MWh</li> <li>○ Consumi industriali provincia da 30 a 50%: 30 k€/MWh</li> <li>○ Consumi industriali provincia &lt;30%: 20 k€/MWh</li> </ul> </li> <li>• Densità abitativa provincia:</li> </ul> | All.A<br>Del. 627/16, art 12.9, modificata dalla Del.692/18 |
| B3 – b<br>riduzione ENF simulazioni load flow              |  |   |

<sup>28</sup> La differenziazione dei VOLL, con riferimento al livello di industrializzazione, tiene conto dell'impatto che un disservizio può comportare sul PIL nazionale a parità di carico disalimentato, in presenza di una maggiore concentrazione industriale; con riferimento alla densità abitativa, a parità di carico disalimentato, una densità elevata abitativa comporta la disalimentazione di un numero maggiore di utenti. Infine, la presenza di isole geografiche e isole elettriche implica di per sé una minore raggiungibilità e quindi un più prolungato disservizio, mentre la presenza di aree turistiche implicherebbe un maggior effetto mediatico.

| Indicatore   | Parametri e ipotesi per la monetizzazione dei benefici   | Riferimenti adottati  |                               |  |  |  |      |         |      |                                   |                 |                               |                               |              |                     |                               |                               |              |                 |           |           |              |  |
|--|--|---|-------------------------------|--|--|--|------|---------|------|-----------------------------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------|---------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------|-----------------|-----------|-----------|--------------|--|
|  | <ul style="list-style-type: none"> <li>○ aree metropolitane o province con densità &gt;2.000 ab/km<sup>2</sup>: 40 k€/MWh</li> <li>○ densità 1.000-2.000 ab/km<sup>2</sup>: 30 k€/MWh</li> <li>○ densità &lt;1.000 ab/km<sup>2</sup>: 20 k€/MWh</li> </ul> <p>Di seguito tabella riassuntiva dei criteri sopra menzionati</p> <table border="1" data-bbox="395 568 1177 936"> <thead> <tr> <th colspan="2" rowspan="2"></th> <th colspan="3">industrializzazione provincia:<br/>industria/totale</th> </tr> <tr> <th>&lt;30%</th> <th>30%-50%</th> <th>&gt;50%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th rowspan="3">densità<br/>abitativa<br/>provincia</th> <th>&lt;1000<br/>ab/kmq</th> <td>20 k€/MWh<br/>(<sup>1</sup>)</td> <td>30 k€/MWh<br/>(<sup>1</sup>)</td> <td>40<br/>k€/MWh</td> </tr> <tr> <th>1000-2000<br/>ab/kmq</th> <td>30 k€/MWh<br/>(<sup>1</sup>)</td> <td>30 k€/MWh<br/>(<sup>1</sup>)</td> <td>40<br/>k€/MWh</td> </tr> <tr> <th>&gt;2000<br/>ab/kmq</th> <td>40 k€/MWh</td> <td>40 k€/MWh</td> <td>40<br/>k€/MWh</td> </tr> </tbody> </table> <p>(<sup>1</sup>) 40 k€/MWh per isole geografiche e/o elettriche con carico di picco &gt;10 MW, incluse le antenne strutturali e le aree turistiche; 30 k€/MWh per isole geografiche e/o elettriche con carico di picco &lt;10 MW, incluse le antenne strutturali;</p> |   |                               | industrializzazione provincia:<br>industria/totale |  |  | <30% | 30%-50% | >50% | densità<br>abitativa<br>provincia | <1000<br>ab/kmq | 20 k€/MWh<br>( <sup>1</sup> ) | 30 k€/MWh<br>( <sup>1</sup> ) | 40<br>k€/MWh | 1000-2000<br>ab/kmq | 30 k€/MWh<br>( <sup>1</sup> ) | 30 k€/MWh<br>( <sup>1</sup> ) | 40<br>k€/MWh | >2000<br>ab/kmq | 40 k€/MWh | 40 k€/MWh | 40<br>k€/MWh |  |
|  |  |   |                               | industrializzazione provincia:<br>industria/totale |  |  |      |         |      |                                   |                 |                               |                               |              |                     |                               |                               |              |                 |           |           |              |  |
|  |  | <30%  | 30%-50%                       | >50%   |  |  |      |         |      |                                   |                 |                               |                               |              |                     |                               |                               |              |                 |           |           |              |  |
| densità<br>abitativa<br>provincia  | <1000<br>ab/kmq  | 20 k€/MWh<br>( <sup>1</sup> )   | 30 k€/MWh<br>( <sup>1</sup> ) | 40<br>k€/MWh                                       |  |  |      |         |      |                                   |                 |                               |                               |              |                     |                               |                               |              |                 |           |           |              |  |
|  | 1000-2000<br>ab/kmq  | 30 k€/MWh<br>( <sup>1</sup> )   | 30 k€/MWh<br>( <sup>1</sup> ) | 40<br>k€/MWh                                       |  |  |      |         |      |                                   |                 |                               |                               |              |                     |                               |                               |              |                 |           |           |              |  |
|  | >2000<br>ab/kmq  | 40 k€/MWh   | 40 k€/MWh                     | 40<br>k€/MWh                                       |  |  |      |         |      |                                   |                 |                               |                               |              |                     |                               |                               |              |                 |           |           |              |  |
| <p>B4<br/>Costi evitati o differiti (o addizionali)</p>                    | <p>Si utilizza la stima dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, di cui all'allegato A alla deliberazione 9 giugno 2006, n 111/06, così come modificata e integrata con deliberazioni successive.</p>  | <p>Titolo 2<br/>Del. 111/06</p>   |                               |  |  |  |      |         |      |                                   |                 |                               |                               |              |                     |                               |                               |              |                 |           |           |              |  |
| <p>B5 – a<br/>Overgeneration locale<br/>da simulazioni probabilistiche</p> | <p>Il valore annuo della maggiore integrazione da FER (espresso in €/MWh) è monetizzato attraverso il prezzo medio previsto nella relativa zona di mercato (ZdM).</p>  | <p>All.A<br/>Del. 627/16,<br/>art 12.9,<br/>modificata<br/>dalla<br/>Del.692/18</p> |                               |  |  |  |      |         |      |                                   |                 |                               |                               |              |                     |                               |                               |              |                 |           |           |              |  |
| <p>B5 – b<br/>Overgeneration locale<br/>da simulazioni load flow</p>       |  |   |                               |  |  |  |      |         |      |                                   |                 |                               |                               |              |                     |                               |                               |              |                 |           |           |              |  |
| <p>B6<br/>Investimenti evitati o differiti in infrastrutture</p>           | <p>Si valuta applicando il tasso di sconto pari al 4%, il costo di investimento (CAPEX) evitato, assunto convenzionalmente nell'anno precedente l'entrata in esercizio dell'intervento di analisi, o differito.</p>  |   |                               |  |  |  |      |         |      |                                   |                 |                               |                               |              |                     |                               |                               |              |                 |           |           |              |  |
| <p>B7<br/>Δ costi MSD</p>  | <p>Dati storici relativi ai costi di approvvigionamento delle risorse sul mercato dei servizi.</p>   | <p>Rapporto Annuale ARERA</p>   |                               |  |  |  |      |         |      |                                   |                 |                               |                               |              |                     |                               |                               |              |                 |           |           |              |  |

| Indicatore  | Parametri e ipotesi per la monetizzazione dei benefici   | Riferimenti adottati  |
|---|--|---|
| B13<br>Incremento resilienza  | Minori costi per la riduzione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza della rete ottenibile grazie all'intervento allo studio <i>(utilizzando i valori di 12 €/kWh non fornito per gli utenti domestici e 54 €/kWh non fornito per gli utenti non domestici, ed una ipotesi di durata delle interruzioni costante, pari a H ore (H è posto convenzionalmente pari a 16h, facendo salva la possibilità per le imprese di definirlo diversamente a seguito di appropriata giustificazione).</i>   | All.A<br>Det. DIEU<br>n.2/2017  |
| B16<br>Opex evitati o differiti   | Costi operativi evitati o differiti.   |   |
| B18<br>Riduzione CO <sub>2</sub>  | I volumi di minore emissione di CO <sub>2</sub> (t/anno) sono moltiplicati per la differenza tra il costo sociale della CO <sub>2</sub> assunto come valore medio dalla Banca Europea degli Investimenti BEI, a seguito di uno studio di Stockholm Environmental Institute e il prezzo previsto dei permessi di emissione.   | BEI, 2013<br>sulla base di<br>Stockholm<br>Environment<br>al Institute,<br>2006   |
| B19<br>Riduzione NO <sub>x</sub><br>e SO <sub>x</sub> PM <sub>2,5</sub> ,<br>PM <sub>10</sub> | I volumi di minore emissione degli altri inquinanti considerati per ciascuna tecnologia di generazione sono moltiplicati per il costo degli specifici inquinanti.  | Costs of air<br>pollution<br>from<br>European<br>industrial<br>facilities<br>2008–2012,<br>European<br>Environment<br>al Agency |
| B20<br>Anticipo fruizione benefici  | L'Anticipo fruizione benefici è calcolato mediante la valorizzazione del coefficiente $K_{B20}$ risulta pari a 1,24 in corrispondenza di un valore AAC di 3 anni, pertanto la formula è:<br>$K_{B20} = 1 + 0,08 * AAC$   |   |
| B21<br>Visual Amenity preservata/resti tuita  | <b>Valore Economico Nominale VEN<sub>ANTE</sub></b> funzione dei valori nominali delle aree agricole, boscate, edificate;<br>Coefficienti di valorizzazione delle specificità territoriali $K_T$ su base criteri ERPA normalizzati in una scala da 1 a 10;<br><b>Parametri infrastruttura <math>K_A</math></b> in base al livello di tensione (380, 220, 150 kV), tipologia di asset (aereo o cavo), struttura asset (aereo singola o doppia terna);<br><b>Parametri visibilità <math>K_B</math></b> in funzione dell'altezza media del sostegno (h), per definire rispettivamente la fascia da 0 a 3; | Vari, cfr<br>allegato<br>ALLEGATO I   |

| Indicatore | Parametri e ipotesi per la monetizzazione dei benefici  | Riferimenti adottati                |                                     |                                     |   |     |      |   |     |     |   |    |     |   |    |    |  |
|------------|---|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|-----|------|---|-----|-----|---|----|-----|---|----|----|--|
|            | <p><b>Parametri variazione valore <math>K_C</math></b> per ciascuna fascia definita (0, 1, 2, 3) si applica una % di variazione del valore, in riduzione nel caso di nuove realizzazioni (deprezzamento), in incremento nel caso di demolizioni (riprezzamento) in funzione dello stato di avanzamento del progetto:</p> <table border="1" data-bbox="459 497 1165 896"> <thead> <tr> <th data-bbox="459 497 595 616">Fascia</th> <th data-bbox="595 497 882 616">Fase pianificazione<br/><math>K_C</math> minimo</th> <th data-bbox="882 497 1165 616">Fase realizzazione<br/><math>K_C</math> massimo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="459 616 595 689">0</td> <td data-bbox="595 616 882 689">30%</td> <td data-bbox="882 616 1165 689">100%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="459 689 595 763">1</td> <td data-bbox="595 689 882 763">10%</td> <td data-bbox="882 689 1165 763">30%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="459 763 595 837">2</td> <td data-bbox="595 763 882 837">5%</td> <td data-bbox="882 763 1165 837">10%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="459 837 595 896">3</td> <td data-bbox="595 837 882 896">0%</td> <td data-bbox="882 837 1165 896">5%</td> </tr> </tbody> </table> | Fascia                              | Fase pianificazione<br>$K_C$ minimo | Fase realizzazione<br>$K_C$ massimo | 0 | 30% | 100% | 1 | 10% | 30% | 2 | 5% | 10% | 3 | 0% | 5% |  |
| Fascia     | Fase pianificazione<br>$K_C$ minimo   | Fase realizzazione<br>$K_C$ massimo |                                     |                                     |   |     |      |   |     |     |   |    |     |   |    |    |  |
| 0          | 30%   | 100%                                |                                     |                                     |   |     |      |   |     |     |   |    |     |   |    |    |  |
| 1          | 10%   | 30%                                 |                                     |                                     |   |     |      |   |     |     |   |    |     |   |    |    |  |
| 2          | 5%  | 10%                                 |                                     |                                     |   |     |      |   |     |     |   |    |     |   |    |    |  |
| 3          | 0%  | 5%                                  |                                     |                                     |   |     |      |   |     |     |   |    |     |   |    |    |  |



### 14.1 Tabelle di riferimento valorizzazione benefici

Tabella 7 – PUN e prezzi zonal considerati per la valorizzazione benefici.

|              | <i>2020</i> | <i>2025 ST</i> | <i>2025 DG</i> | <i>2030 ST</i> | <i>2030 DG</i> |
|--------------|-------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| <b>ITn</b>   | 46,4        | 58,8           | 63,7           | 95,1           | 79,4           |
| <b>ITcn</b>  | 46,7        | 59,0           | 64,3           | 93,7           | 78,2           |
| <b>ITcs</b>  | 46,6        | 58,5           | 63,9           | 93,2           | 77,7           |
| <b>ITs</b>   | 46,0        | 57,3           | 62,8           | 90,8           | 75,6           |
| <b>ITsar</b> | 46,4        | 58,5           | 65,6           | 93,2           | 77,7           |
| <b>ITsic</b> | 47,7        | 61,1           | 65,2           | 93,2           | 77,7           |
| <b>PUN</b>   | 46,5        | 58,8           | 63,9           | 94,2           | 78,6           |

## 14.2 Tabelle di riferimento delle categorie base e dei fattori incrementali

Tabella 8 – Categorie base per le linee aeree

| <b>CATEGORIE BASE PER LE LINEE AEREE</b>    | <b>Unità di misura</b> | <b>Valore</b> |
|---|------------------------|---------------|
| Terminazioni 380 kV - Traliccio             | k€/CAD                 | 52            |
| Elettrodotto 380 kV DT                      | k€/km                  | 825           |
| Elettrodotto 380 kV ST                      | k€/km                  | 545           |
| Elettrodotto 220 kV DT                      | k€/km                  | 472           |
| Elettrodotto 220 kV ST                      | k€/km                  | 268           |
| Elettrodotto 150 kV DT                      | k€/km                  | 328           |
| Elettrodotto 150 kV ST                      | k€/km                  | 224           |
| Elettrodotto 380 kV DT - TUBOLARI MONOSTELO | k€/km                  | 1.320         |
| Elettrodotto 380 kV ST - TUBOLARI MONOSTELO | k€/km                  | 890           |
| Elettrodotto 150 kV DT - TUBOLARI MONOSTELO | k€/km                  | 509           |
| Elettrodotto 150 kV ST - TUBOLARI MONOSTELO | k€/km                  | 358           |

Tabella 9 – Categorie base per le linee in cavo

| <b>CATEGORIE BASE PER LE LINEE IN CAVO</b> | <b>Unità di misura</b> | <b>Valore</b> |
|--|------------------------|---------------|
| Cavi 150 kV (Cu 3x1x1200 mm <sup>2</sup> ) | k€/km                  | 1.105         |
| Cavi 150 kV (Al 3x1x1600 mm <sup>2</sup> ) | k€/km                  | 807           |
| Cavi 150 kV (Cu 3x1x1000 mm <sup>2</sup> ) | k€/km                  | 927           |
| Cavi 220 kV (Al 3x1x1600 mm <sup>2</sup> ) | k€/km                  | 1.041         |
| Cavi 220 kV (Cu 3x1x1000 mm <sup>2</sup> ) | k€/km                  | 1.226         |
| Cavi 220 kV (Cu 3x1x1200 mm <sup>2</sup> ) | k€/km                  | 1.180         |
| Cavi 220 kV (Cu 3x1x1600 mm <sup>2</sup> ) | k€/km                  | 1.420         |
| Cavi 220 kV (Cu 3x1x2000 mm <sup>2</sup> ) | k€/km                  | 1.508         |
| Cavi 220 kV (Cu 3x1x2500 mm <sup>2</sup> ) | k€/km                  | 1.743         |
| Cavi 380 kV (Cu 3x1x2500 mm <sup>2</sup> ) | k€/km                  | 2.707         |
| Cavi 380 kV (Cu 6x1x2500 mm <sup>2</sup> ) | k€/km                  | 5.399         |

Tabella 10 – Terminazioni per le linee in cavo

| <b>CATEGORIE BASE PER TERMINAZIONI LINEE IN CAVO</b>             | <b>Unità di misura</b> | <b>Valore</b> |
|--|------------------------|---------------|
| Term. collegamento in cavo 150 kV (Cu 3x1x1000 mm <sup>2</sup> ) | k€/CAD                 | 203           |
| Term. collegamento in cavo 150 kV (Al 3x1x1600 mm <sup>2</sup> ) | k€/CAD                 | 201           |
| Term. collegamento in cavo 150 kV (Cu 3x1x1200 mm <sup>2</sup> ) | k€/CAD                 | 207           |
| Term. collegamento in cavo 220 kV (Al 3x1x1600 mm <sup>2</sup> ) | k€/CAD                 | 258           |
| Term. collegamento in cavo 220 kV (Cu 3x1x1000 mm <sup>2</sup> ) | k€/CAD                 | 262           |
| Term. collegamento in cavo 220 kV (Cu 3x1x1200 mm <sup>2</sup> ) | k€/CAD                 | 261           |
| Term. collegamento in cavo 220 kV (Cu 3x1x1600 mm <sup>2</sup> ) | k€/km                  | 265           |
| Term. collegamento in cavo 220 kV (Cu 3x1x2000 mm <sup>2</sup> ) | k€/CAD                 | 267           |
| Term. collegamento in cavo 220 kV (Cu 3x1x2500 mm <sup>2</sup> ) | k€/CAD                 | 272           |
| Term. collegamento in cavo 380 kV (Cu 3x1x2500 mm <sup>2</sup> ) | k€/CAD                 | 801           |
| Term. collegamento in cavo 380 kV (Cu 6x1x2500 mm <sup>2</sup> ) | k€/CAD                 | 1.461         |

Tabella 11 – Categorie base di elementi di stazione

| <b>COMPONENTI BASE RELATIVI ALLE STAZIONI</b> | <b>Unità di misura</b> | <b>Valore</b> |
|---|------------------------|---------------|
| Stallo linea 380 kV (AIS)                     | k€/CAD                 | 799           |
| Passo sbarra 380 kV (AIS)                     | k€/CAD                 | 74            |
| Stallo linea 380 kV (GIS)                     | k€/CAD                 | 1.400         |
| Stallo linea 220 kV (AIS)                     | k€/CAD                 | 507           |
| Passo sbarra 220 kV (AIS)                     | k€/CAD                 | 43            |
| Stallo linea 220 kV (GIS)                     | k€/CAD                 | 845           |
| Stallo linea 150 kV (AIS) - semplice sbarra   | k€/CAD                 | 348           |
| Stallo linea 150 kV (AIS) - doppia sbarra     | k€/CAD                 | 386           |
| Stallo congiuntore longitudinale 150 kV (AIS) | k€/CAD                 | 332           |
| Passo sbarra 150 kV (AIS) - semplice sbarra   | k€/CAD                 | 14            |
| Passo sbarra 150 kV (AIS) - doppia sbarra     | k€/CAD                 | 28            |
| Stallo linea 150 kV (GIS) - semplice sbarra   | k€/CAD                 | 661           |
| Stallo linea 150 kV (GIS) - doppia sbarra     | k€/CAD                 | 687           |
| Stallo 380 kV ATR (AIS)                       | k€/CAD                 | 793           |
| Stallo 380 kV ATR (GIS)                       | k€/CAD                 | 1.419         |
| Stallo 220 kV ATR (AIS) - PRIMARIO            | k€/CAD                 | 620           |
| Stallo 220 kV ATR (AIS) - SECONDARIO          | k€/CAD                 | 392           |
| Stallo 220 kV ATR (GIS) - PRIMARIO            | k€/CAD                 | 929           |
| Stallo 220 kV ATR (GIS) - SECONDARIO          | k€/CAD                 | 655           |
| Stallo 150 kV ATR (AIS)                       | k€/CAD                 | 375           |

| <b>COMPONENTI BASE RELATIVI ALLE STAZIONI</b>   | <b>Unità di misura</b> | <b>Valore</b> |
|---|------------------------|---------------|
| Stallo 150 kV ATR (GIS)                         | k€/CAD                 | 640           |
| Stallo 380 kV Reattore (aria)                   | k€/CAD                 | 958           |
| Stallo 380 kV Reattore (SF6)                    | k€/CAD                 | 1584          |
| Stallo 220 kV Reattore (aria)                   | k€/CAD                 | 606           |
| Stallo 220 kV Reattore (SF6)                    | k€/CAD                 | 907           |
| Stallo 150 kV Reattore (aria) - semplice sbarra | k€/CAD                 | 452           |
| Stallo 150 kV Reattore (aria) - doppia sbarra   | k€/CAD                 | 411           |
| Stallo 150 kV Reattore (SF6) - semplice sbarra  | k€/CAD                 | 717           |
| Stallo 150 kV Reattore (SF6) - doppia sbarra    | k€/CAD                 | 687           |
| Sbarre e Parallelo Sbarre 380 kV (AIS)          | k€/CAD                 | 930           |
| Sbarre e Parallelo Sbarre 220 kV (AIS)          | k€/CAD                 | 707           |
| Sbarre singola 150 kV (AIS)                     | k€/CAD                 | 281           |
| Sbarre e Parallelo Sbarre 150 kV (AIS)          | k€/CAD                 | 625           |
| Sbarre e parallelo sbarre 380 kV (GIS)          | k€/CAD                 | 1.163         |
| Sbarre e parallelo sbarre 220 kV (GIS)          | k€/CAD                 | 669           |
| Sbarre singola 150 kV (GIS)                     | k€/CAD                 | 180           |
| Sbarre e parallelo sbarre 150 kV (GIS)          | k€/CAD                 | 525           |
| TR 150/MT da 60MVA                              | k€/CAD                 | 203           |
| TR 150/MT da 42MVA                              | k€/CAD                 | 162           |
| ATR 380/220kV o 380/150kV da 250 MVA            | k€/CAD                 | 1.316         |

| <b>COMPONENTI BASE RELATIVI ALLE STAZIONI</b>                    | <b>Unità di misura</b> | <b>Valore</b> |
|--|------------------------|---------------|
| ATR 380/220kV o 380/150kV da 250 MVA - Green Oli Esteri Naturali | k€/CAD                 | 1.579         |
| COMPENSATORE SINCRONO 250 MVA                                    | k€/CAD                 | 22.440        |
| ATR 380/220kV o 380/150kV da 400 MVA                             | k€/CAD                 | 1.622         |
| ATR 380/220kV o 380/150kV da 400 MVA - Green Oli Esteri Naturali | k€/CAD                 | 1.946         |
| REATTORE 380 kV  | k€/CAD                 | 1.510         |
| REATTORE 220 kV  | k€/CAD                 | 1.173         |
| REATTORE 150 kV  | k€/CAD                 | 556           |
| Stallo BATTERIA CONDENSATORI - semplice sbarra                   | k€/CAD                 | 408           |
| Stallo BATTERIA CONDENSATORI - doppia sbarra                     | k€/CAD                 | 441           |
| S.E. Transizione aereo-cavo 380 kV                               | k€/CAD                 | 1865          |

Tabella 12 – Altre voci relative alle stazioni

| <b>ALTRE VOCI RELATIVI ALLE STAZIONI</b>  | <b>Unità di misura</b> | <b>Valore</b> |
|---|------------------------|---------------|
| Stazione di Trasformazione - Parti Comuni SAS, SA e SG (380/150kV op 380/220kV) | k€/CAD                 | 3.688         |
| Stazione di Trasformazione - Parti Comuni SAS, SA e SG (220/150kV)              | k€/CAD                 | 3.020         |
| Stazione di Smistamento - Parti Comuni SAS, SA e SG                             | k€/CAD                 | 1.865         |
| Fabbricato INTEGRATO  | k€/CAD                 | 381           |
| Fabbricato EDIFICIO SA  | k€/CAD                 | 228           |
| Fabbricato EDIFICIO MAGAZZINO   | k€/CAD                 | 151           |
| Fabbricato EDIFICIO COMANDI   | k€/CAD                 | 253           |
| Fabbricato (prefabbricati) per sezione GIS incluso fondazioni edificio          | k€/MQ                  | 1             |
| Allacciamenti esterni (MT, idrici, fognari e TLC)                               | k€/CAD                 | 122           |
| Acquisto aree per stazione elettrica - ambito urbanizzato                       | k€/HA                  | 1.275         |
| Acquisto aree per stazione elettrica - ambito agricolo                          | k€/HA                  | 51            |
| Opere di sistemazione del sito (sbancamenti/rilevati e strutture) - Pianura     | k€/HA                  | 320           |
| Opere di sistemazione del sito (sbancamenti/rilevati e strutture) - Collina     | k€/HA                  | 513           |
| Opere di sistemazione del sito (sbancamenti/rilevati e strutture) - Montagna    | k€/HA                  | 926           |
| Costruzione di asset viari  | k€/km                  | 38            |
| Tubazioni GIS 380kV interni alle stazioni (oltre 100m)                          | k€/M                   | 3             |
| Tubazioni GIS 220kV interni alle stazioni (oltre 100m)                          | k€/M                   | 2             |
| Tubazioni GIS 150kV interni alle stazioni (oltre 100m)                          | k€/M                   | 2             |



Tabella 13 – Categorie base per le demolizioni delle linee

| <b>CATEGORIE BASE RELATIVE ALLE DEMOLIZIONI</b>         | <b>Unità di misura</b> | <b>Valore</b> |
|---|------------------------|---------------|
| Demolizione terminali                                   | k€/CAD                 | 37            |
| Demolizione elettrodotto interrato a 150 kV             | k€/km                  | 385           |
| Demolizione elettrodotto interrato a 220 kV             | k€/km                  | 377           |
| Demolizione elettrodotto 380 kV DT                      | k€/km                  | 94            |
| Demolizione elettrodotto 380 kV ST                      | k€/km                  | 60            |
| Demolizione elettrodotto 220 kV DT                      | k€/km                  | 38            |
| Demolizione elettrodotto 220 kV ST                      | k€/km                  | 30            |
| Demolizione elettrodotto 150 kV DT                      | k€/km                  | 39            |
| Demolizione elettrodotto 150 kV ST                      | k€/km                  | 28            |
| Demolizione elettrodotto 50-60-70 kV DT                 | k€/km                  | 28            |
| Demolizione elettrodotto 50-60-70 kV ST                 | k€/km                  | 25            |
| Demolizione elettrodotto 380 kV DT - TUBOLARI MONOSTELO | k€/km                  | 209           |
| Demolizione elettrodotto 380 kV ST - TUBOLARI MONOSTELO | k€/km                  | 206           |
| Demolizione elettrodotto 150 kV DT - TUBOLARI MONOSTELO | k€/km                  | 148           |
| Demolizione elettrodotto 150 kV ST - TUBOLARI MONOSTELO | k€/km                  | 123           |

Tabella 14 – Cluster dei fattori incrementali

| CLUSTER | DESCRIZIONE   | Range [%]   |               |           |
|---------|---|-------------|---------------|-----------|
|         |   | Linee aeree | Linee in cavo | Stazioni  |
| K1      | Ubicazione territoriale e condizionamenti territoriali e ambientali/paesaggistici   | 0 ÷ 41,27   | 0 ÷ 70,12     | 0 ÷ 32,66 |
| K2      | Aspetti legati all'autorizzazione e alle prescrizioni autorizzative   | 0 ÷ 27,26   | 0 ÷ 44,93     | 0 ÷ 20,88 |
| K3      | Vincoli di natura tecnica e innovazione tecnologica   | 0 ÷ 48,3    | 0 ÷ 61,99     | 0 ÷ 8,44  |
| K4      | Aspetti legati all'acquisto, asservimento ed esproprio dei fondi e contenziosi amministrativi (indennità di servitù e danno ai fondi) | 0 ÷ 11,94   | 0 ÷ 20,50     | 0 ÷ 3,09  |
| K5      | Aspetti legati al procurement   | 0 ÷ 1       | 0 ÷ 1         | 0 ÷ 1     |
| K6      | Autorizzazioni secondarie e aspetti legati alla cantierizzazione  | 0 ÷ 22,43   | 0 ÷ 69,76     | 0 ÷ 21,33 |
| K7      | Extra costi per anticipo benefici   | 0 ÷ 0       | 0 ÷ 5         | 0 ÷ 5     |

Tabella 15 – Costi di Opex

| COSTI OPERATIVI UNITARI ANNUI               | Unità di misura | Valore |
|---|-----------------|--------|
| Costi operativi relativi alle linee aeree   | k€/km           | 2,4    |
| Costi operativi relativi alle linee in cavo | k€/km           | 2,9    |
| Costi operativi relativi alle stazioni      | k€/stallo       | 22,8   |

Tabella 16 – Tabella Contingency per fase

| TIPOLOGIA                    | FASI           |   |                |                            |                                 |
|------------------------------|----------------|---|----------------|----------------------------|---------------------------------|
|                              | Pianificazione | Concertazione<br>e<br>progettazione<br>definitiva | Autorizzazione | Progettazione<br>esecutiva | Entrata in<br>esercizio<br>(M5) |
| Elettrodotti<br>aerei 380 kV | 15%            | 13%   | 10%            | 9%                         | 0%                              |
| El.aerei<br>220kV/150kV      | 14%            | 12%   | 9%             | 7%                         |                                 |
| Elettrodotti<br>in cavo      | 14%            | 12%   | 9%             | 7%                         |                                 |
| Stazioni<br>Elettriche       | 13%            | 11%   | 8%             | 6%                         |                                 |

**ALLEGATO I**

**Proposta metodologica per la determinazione di  
due nuovi indicatori socio-ambientali:**

Anticipo Fruizione Benefici (B20)

Visual Amenity Preservata/Restituita (B21)

## 1 PREMESSA

In un processo di transizione energetica, lo sviluppo sostenibile della rete è un fattore abilitante per favorire un processo di pianificazione e realizzazione degli interventi di sviluppo mirato a contenere gli oneri per gli utenti, a garantire un servizio di qualità ai cittadini e a minimizzare gli impatti sul territorio.

Terna fa della sostenibilità una leva strategica per la creazione di valore a beneficio del Paese e dei suoi stakeholders.

Terna ha intrapreso da anni, un percorso innovativo per la realizzazione delle opere, orientato sempre più alla tutela dei territori e delle comunità. Coerente nel suo percorso, nel Piano di Sviluppo 2019, Terna propone nuovi indicatori per valorizzare i benefici derivanti dal ricorso/utilizzo di soluzioni tecnologiche migliorative in termini di sostenibilità ambientale e sociale.

A questo proposito, in fase di pianificazione una volta individuata l'esigenza elettrica, si valuteranno in fase di concertazione/progettazione definitiva le possibili soluzioni tecnologiche idonee con particolare attenzione alle aree interessate dalle nuove infrastrutture in termini di intensità abitativa, e/o soggette da specifici vincoli ambientali e paesaggistici (parchi naturali, oasi marittime, zone protette). Al fine di mitigare progressivamente la presenza complessiva della rete elettrica, si valuteranno in modo approfondito i principi di razionalizzazione che guideranno la pianificazione e progettazione di nuove strutture ed eventuali demolizioni.

L'elemento cruciale di questo processo è la valutazione della sostenibilità complessiva di ciascun intervento, che include quindi anche la valorizzazione del beneficio ambientale associato a soluzioni tecnologiche più sostenibili e socialmente accettabili.

L'attuale metodologia di Analisi Costi Benefici valuta un set molto ampio di indicatori accorpate nelle seguenti categorie:

- indicatori elettrici monetizzati (B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, B13);
- indicatori ambientali monetizzati (B18, B19);
- indicatori ambientali non monetizzati (I22, I23, I24<sup>29</sup>).

In particolare, l'analisi più ampia degli interventi di sviluppo, già nelle prime fasi di confronto con il territorio, ha identificato la necessità ed il valore di inseguire obiettivi di sostenibilità e perseguibilità dei progetti. Questi due obiettivi richiedono anche un'analisi sulla fattibilità di soluzioni tecnologiche più sostenibili e socialmente accettabili che contribuiscano a stabilire un dialogo costruttivo con il territorio e contribuiscano ad una riduzione dei tempi di completamento delle opere e alla fruizione dei benefici per il sistema elettrico.

Terna, in collaborazione con Renewables Grid Initiative (RGI) e Legambiente ha sviluppato una metodologia per due indicatori socio-ambientali aggiuntivi da integrare nell'attuale Analisi Costi Benefici.

Le organizzazioni hanno evidenziato che azioni di stakeholder engagement e soluzioni migliorative con minor impatto territoriale hanno un indiscutibile beneficio che deve essere quantificato e valorizzato.

Terna ha dunque impostato una metodologia che quantifica economicamente la variazione dei benefici, a parità di esigenza elettrica, tra la soluzione **standard/ tradizionale** e **soluzioni tecnologiche più sostenibili e socialmente accettabili**.

---

<sup>29</sup> I22: variazione dei km occupati dalle infrastrutture del territorio occupate da reti elettriche; I23: variazione dei km occupati dalle infrastrutture in aree di interesse naturale o di interesse per la biodiversità; I24: variazione dei km occupati dalle infrastrutture in aree di interesse sociale o paesaggistico.

La soluzione standard/ tradizionale è definita come quella soluzione, tecnicamente fattibile, che rispetta tutti i requisiti di legge e i criteri di progettazione, garantendo il minor costo di investimento per consentire un elevato ritorno per il sistema elettrico.

La soluzione tecnologica alternativa è definita come quella soluzione, senza impatto significativo sui benefici elettrici e sull'esigenza elettrica, tecnicamente fattibile, che consente una maggiore sostenibilità territoriale e quindi l'accelerazione delle tempistiche di completamento, tipicamente con investimenti superiori.

Gli indicatori individuati sono:

1. Anticipo Fruizione Benefici (B20) che valorizza il beneficio derivante dalla fruizione in anticipo di benefici di un intervento la cui entrata in esercizio viene accelerata grazie ad azioni specifiche, quali il ricorso a soluzioni tecnologiche e razionalizzazioni di rete (migliorative) che incidono favorevolmente sulle tempistiche autorizzative/realizzative e sull'accettazione territoriale
2. Visual Amenity preservata/restituita o VAPR (B21) i benefici generati da soluzioni con maggiore sostenibilità ambientale, definendo l'indicatore Visual Amenity preservata/restituita o VAPR (B21).

## 2 INDICATORE ANTICIPO FRUIZIONE BENEFICI (B20)

L'indicatore **Anticipo Fruizione Benefici** (B20) quantifica il beneficio che deriva dal ricorso a soluzioni tecniche a maggior sostenibilità ambientale che generalmente riducono le tempistiche autorizzative e quindi di completamento del progetto anticipando così la fruizione dei benefici associati all'intervento stesso.

L'analisi dei dati sulle tempistiche di implementazione dei progetti ha evidenziato una durata dell'iter autorizzativi rispetto a quanto previsto dalle normative significativamente maggiore; tale situazione ricollegabile quasi sempre ad opposizioni locali hanno come conseguenza il protrarsi di situazioni di inefficienza del sistema, ritardando in modo significativo la fruizione dei benefici per il sistema elettrico.

In particolare, l'analisi dei dati storici si è concentrata su due fasi di avanzamento di un'opera: la **concertazione/progettazione definitiva** e l'**autorizzazione**.

La concertazione/progettazione definitiva è la fase all'avvio del procedimento autorizzativo del progetto, in tale fase il confronto con il territorio interessato dalle nuove infrastrutture di rete, siano esse nuove stazioni o nuove linee elettriche consente di identificare potenziali elementi di criticità.

Il confronto con il territorio, se da un lato richiede un impegno maggiore dall'altra consente di ridurre le tempistiche di implementazione di un intervento in quanto si intercettano potenziali criticità territoriali che, se adeguatamente canalizzate nella definizione del progetto, ne incrementano la sostenibilità e quindi l'accettabilità.

Il maggiore impegno è riconducibile in generale ad **azioni di stakeholder engagement** che includono un confronto trasversale delle esigenze complessive di sviluppo di sistema elettrico (es. con operatori, EE.LL., etc) e delle esigenze territoriali (amministrazioni, cittadini, etc).

Ad oggi, non è stato ancora possibile tradurre queste azioni di stakeholder engagement in un valore quantitativo ma l'analisi dei dati storici ha evidenziato che:

- la massima riduzione delle tempistiche autorizzative riconducibile a progetti più sostenibili sul territorio è di circa 3 anni;
- tale riduzione si mantiene:
  - costante nel caso di nuove realizzazioni aeree non tradizionali qualora la lunghezza della nuova linea è contenuta nell'ordine di alcuni km, e decresce linearmente fino ad azzerarsi completamente nel caso di lunghezze complessive superiore anche di poche decine di km;

- costante nel caso di nuove realizzazioni in cavo con lunghezze complessive di alcune decine di km, e decresce linearmente per lunghezze complessive nell'ordine del centinaio di km;
- la riduzione delle tempistiche può variare di +/- 10% a seconda della percentuale dell'impegno su aree di interesse naturale o per la biodiversità, aree di interesse sociale o paesaggistico rispetto all'area complessiva impegnata dalla nuova infrastruttura.

Dall'analisi dello storico è stato possibile identificare una **matrice progetto/anticipo** che relaziona le tipologie di progetto ritenute ambientalmente più sostenibili e socialmente accettabili con gli anni di anticipo di fruizione dei benefici elettrici attesi grazie alla riduzione delle tempistiche autorizzative.

Pertanto, una volta note le caratteristiche di un progetto e le possibili alternative ritenute ambientalmente più sostenibili e socialmente accettabili si procede attraverso **matrice progetto/anticipo** a determinare **Anni di Anticipo Completamento (AAC)**.

Per ogni progetto è possibile identificare:

- le tipologie di asset e il totale delle nuove consistenze:
  - realizzazioni nuove stazioni e/o sezioni ( $S_{TOT}$ );
    - nuove realizzazioni stazioni e/o sezioni blindato ( $S_{GIS} / S_{TOT}$ );
    - nuove realizzazioni stazioni e/o sezioni conversione ( $S_{ACDC} / S_{TOT}$ );
- realizzazione nuovi elettrodotti ( $L_{TOT}$ );
  - nuove realizzazioni elettrodotti aerei non tradizionali ( $L_{AER} / L_{TOT}$ ), ad esempio uso di pali foster, rosental, monostelo, etc.;
  - nuove realizzazioni elettrodotti cavo AC ( $L_{CAC} / L_{TOT}$ );
  - nuove realizzazioni elettrodotti cavo DC ( $L_{CDC} / L_{TOT}$ );
- gli indicatori territoriali, già definiti dall'allegato A della delibera 627/16 e successive modifiche
  - nuove realizzazioni (al netto delle dismissioni) in aree di interesse naturale o per la biodiversità ( $I_{23} / I_{22}$ );
  - nuove realizzazioni (al netto delle dismissioni) in aree di interesse sociale o paesaggistico ( $I_{24} / I_{22}$ );

Il principale obiettivo è valorizzare i benefici derivanti dal ricorso a quelle soluzioni tecnologiche più costose che, riducendo i tempi autorizzativi, consentono di fruire anticipatamente dei benefici.

La **matrice progetto/anticipo** individua gli anni di anticipo completamento (AAC) per le diverse tipologie di progetto:

- per elettrodotti aerei non tradizionali:
  - sino a 10 km, AAC è al massimo 3 anni;
  - tra i 10 km ed i 20 km, l'AAC si riduce linearmente, sino ad azzerarsi, in corrispondenza di  $2 \cdot 10 = 20$  km;
  - oltre 20 km, AAC è pari a zero;
- per elettrodotti in cavo in corrente alternata AC:
  - sino a 40 km, AAC è al massimo 3 anni;
  - tra i 40 km e gli 80 km, AAC si riduce linearmente e si azzerava in corrispondenza di  $2 \cdot 40 = 80$  km;
  - oltre 80 km, AAC è pari a zero;
- per elettrodotti in cavo in corrente continua DC, AAC è storicamente pari a 3 anni, indipendentemente dalla lunghezza;
- per stazioni e/o sezioni in blindato, al netto dei potenziali raccordi, l'AAC è al massimo 1 anno;
- per stazioni e/o sezioni conversione, AAC è zero.

La matrice consente, a partire dagli elementi di consistenza, di determinare il valore di AAC.

Tabella 1 – Matrice progetto/anticipo

| Matrice progetto/anticipo  |                           |                          |                          |                          |
|--|---------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Stazioni e/o sezioni GIS e conversione                                       |                           |                          |                          |                          |
| A  | $S_{GIS} / S_{TOT}$ (pu)  | $0 \div 0,33$            | $0,33 \div 0,66$         | $0,66 \div 1$            |
| f(1.A)   | AAC (anni)                | 0,0                      | 0,5                      | 1,0                      |
| B  | $S_{ACDC} / S_{TOT}$ (pu) | $0 \div 0,33$            | $0,33 \div 0,66$         | $0,66 \div 1$            |
| f(1.B)   | AAC (anni)                | 0,0                      | 0,0                      | 0,0                      |
| Totale linee aeree non tradizionali ( $L_{AER}$ ) > 0 km e <10 km            |                           |                          |                          |                          |
| C  | $L_{AER} / L_{TOT}$ (pu)  | $0 \div 0,33$            | $0,33 \div 0,66$         | $0,66 \div 1$            |
| f(1.C)   | AAC (anni)                | 1,0                      | 2,0                      | 3,0                      |
| Totale linee aeree non tradizionali ( $L_{AER}$ ) > 10 km e <20 km           |                           |                          |                          |                          |
| C  | $L_{AER} / L_{TOT}$ (pu)  | $0 \div 0,33$            | $0,33 \div 0,66$         | $0,66 \div 1$            |
| f(1.C)   | AAC (anni)                | $1^*(1-(L_{AER}-10)/10)$ | $2^*(1-(L_{AER}-10)/10)$ | $3^*(1-(L_{AER}-10)/10)$ |
| Totale linee AC cavo ( $L_{CAC}$ ) > 0 km e <40 km                           |                           |                          |                          |                          |
| D  | $L_{CAC} / L_{TOT}$ (pu)  | $0 \div 0,33$            | $0,33 \div 0,66$         | $0,66 \div 1$            |
| f(1.D)   | AAC (anni)                | 1,0                      | 2,0                      | 3,0                      |
| Totale linee AC cavo ( $L_{CAC}$ ) > 40 km e <80 km                          |                           |                          |                          |                          |
| D  | $L_{CAC} / L_{TOT}$ (pu)  | $0 \div 0,33$            | $0,33 \div 0,66$         | $0,66 \div 1$            |
| f(1.D)   | AAC (anni)                | $1^*(1-(L_{CAC}-40)/40)$ | $2^*(1-(L_{CAC}-40)/40)$ | $3^*(1-(L_{CAC}-40)/40)$ |
| Totale linee DC cavo ( $L_{CDC}$ ) > 0 km                                    |                           |                          |                          |                          |
| E  | $L_{CDC} / L_{TOT}$ (pu)  | $0 \div 0,33$            | $0,33 \div 0,66$         | $0,66 \div 1$            |
| f(1.E)   | AAC (anni)                | 1,0                      | 2,0                      | 3,0                      |
| Indicatori ambientali ( $I_{22}$ , $I_{23}$ , $I_{24}$ ) realizzazioni nette |                           |                          |                          |                          |
| Y  | $I_{23}/I_{22}$ (pu)      | $1 \div 0,66$            | $0,66 \div 0,33$         | $0,33 \div 0$            |
| f(1.Y)   | $K_{23}$                  | 1,1                      | 1,0                      | 0,9                      |
| Z  | $I_{24}/I_{22}$ (pu)      | $1 \div 0,66$            | $0,66 \div 0,33$         | $0,33 \div 0$            |
| f(1.Z)   | $K_{24}$                  | 1,1                      | 1,0                      | 0,9                      |

Il valore di AAC (anni di anticipo completamento) è quindi funzione dei singoli contributi f1.i di cui alla tabella 1.

|  |
|--|
| <p>Progetti che interessano nuove realizzazioni elettrodotti:<br/> <math>AAC = [ f(1.C) + f(1.D) + f(1.E) ] * f(1.Y) * f(1.Z)</math></p>                       |
| <p>Progetti che includono stazioni ed un numero ridotto di nuove realizzazioni elettrodotti:<br/> <math>AAC = [ f(1.A) + f(1.B) ] * f(1.Y) * f(1.Z)</math></p> |

L'AAC non può essere maggiore di 3 anni, corrispondente alla realizzazione di un progetto:

in corrente continua DC, interamente in cavo interrato;

in corrente alternata con tutte le nuove realizzazioni aeree minori di 10 km e/o tutte le nuove realizzazioni in cavo minori di 40 km;

Laddove il progetto interessa un numero elevato di realizzazioni in aree di interesse naturale o per la biodiversità ed in aree di interesse sociale o paesaggistico, il massimo AAC può essere incrementato fino ad un massimo 20% ( $K_{23}$  e  $K_{24}$ ) ovvero raggiungere 3,6 anni.



Identificata la matrice progetto/anticipo, la fase successiva prevede di associare un valore economico (indicatore B20) anni di anticipo completamento (AAC).

Ipotizzando che la soluzione standard/tradizionale si stima possa completarsi nell'anno N e la soluzione tecnologica/migliorativa nell'anno N-AAC, l'anticipo della fruizione dei benefici incrementa il **valore attuale netto (VAN) del progetto**.

Tale effetto può essere rappresentato sinteticamente con un **coefficiente moltiplicativo  $K_{B20}$**  dei benefici del progetto pari al rapporto tra il VAN del progetto con soluzione standard con anticipo anni ed il VAN del progetto con soluzione standard senza anticipo.

Si riporta in figura un esempio del calcolo dei flussi di cassa (benefici) lungo la vita economica di esercizio, assumendo che la soluzione migliorativa consenta di anticipare il completamento di 3 anni.

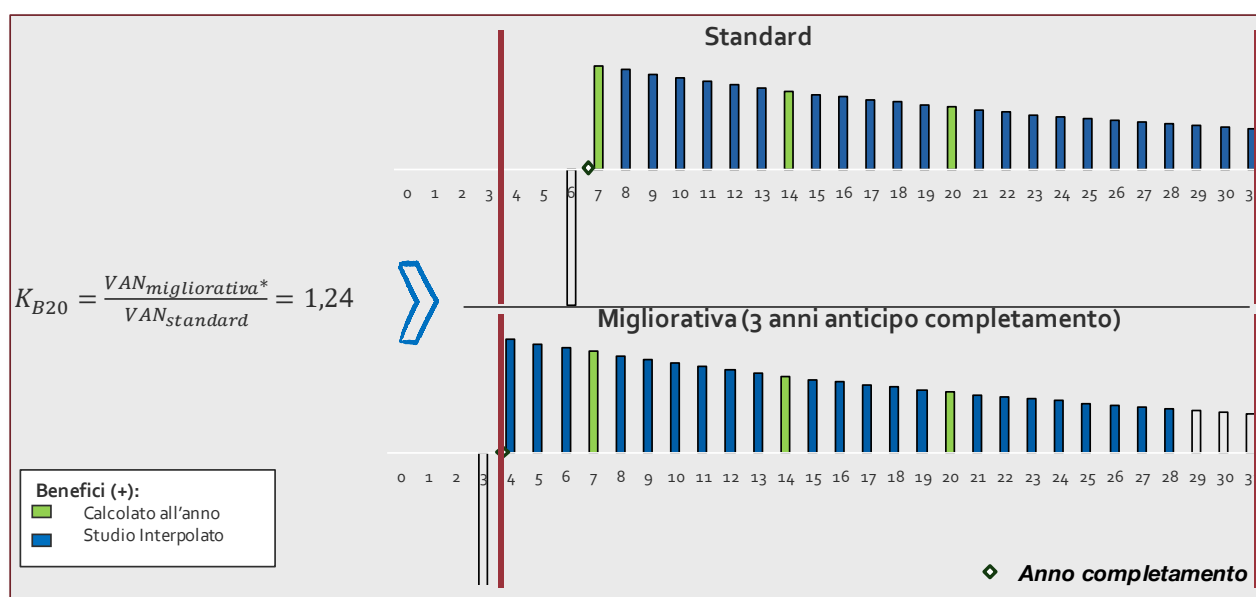


Figura 12 – Esempio diagramma dei flussi di casa derivanti da 3 anni di anticipo completamento

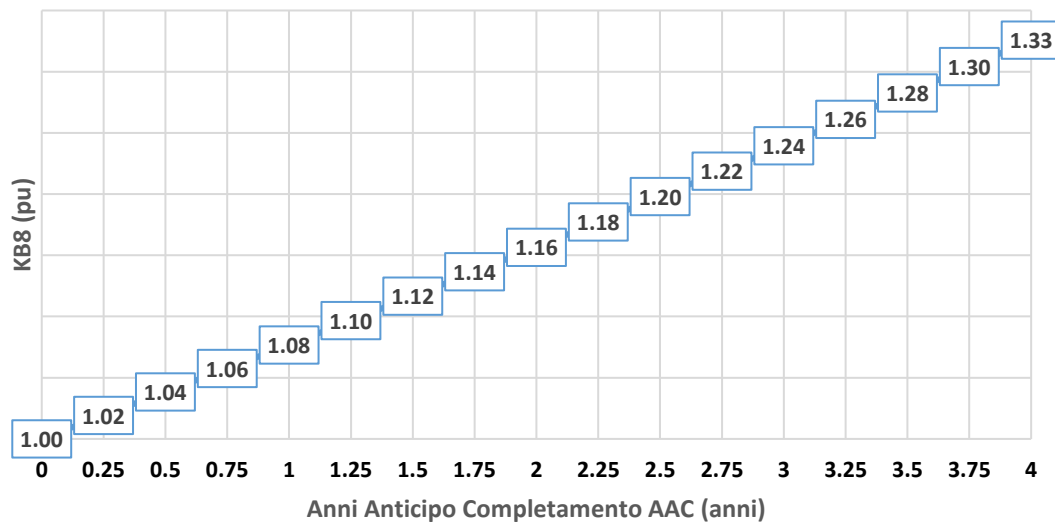
(\*) il VAN della soluzione migliorativa è al netto degli extra costi derivanti che saranno valorizzati solo ai fini ACB per il calcolo degli indicatori economici

Ipotizzando un andamento lineare del coefficiente  $K_{B20}$  e tenendo conto che in corrispondenza di un valore AAC di 3 anni il coefficiente  $K_{B20}$  risulta pari a 1,24, risulta che:

$$K_{B20} = \frac{VAN_{migliorativa}}{VAN_{standard}} = 1 + 0,08 * AAC$$

Con riferimento alla soluzione migliorativa, l'effetto del completamento anticipato del progetto e l'anticipo della fruizione dei benefici impone l'estensione della finestra temporale di esercizio al valore standard di 25 anni + AAC, per tener debitamente conto dell'anticipo per mezzo del confronto adeguato di due progetti con differente tempistica implementativa oltre che della mera relazione economica dipendente dal tasso di sconto.

La linearità della funzione  $K_{B20} = f(AAC)$  consente di ricavare il seguente grafico che associa il coefficiente  $K_{B20}$  a ciascun valore di AAC.



Ne deriva pertanto che, l'indicatore B20 (M€) è monetizzato a partire dal Valore Attuale Netto della soluzione standard, come riportato nella formula seguente:

$$B20 = (K_{B20} - 1) * VAN_{standard}$$

### 3 INDICATORE VISUAL AMENITY PRESERVATA/RESTITUITA (B21)

L'indicatore "Visual Amenity Preservata/Restituita (VA<sub>PR</sub>)" quantifica il beneficio derivante dall'adozione di soluzioni tecnologiche migliorative e innovative a **maggior sostenibilità territoriale**, valorizzando la variazione del valore del territorio rispetto alla soluzione "standard". L'indicatore valuta il minore impatto "visuale" sul territorio.

La forza dell'indicatore è il mettere in evidenza, nel caso di razionalizzazioni complesse, anche l'eventuale "valore restituito" determinato dalla presenza di demolizioni in maggior numero rispetto alle opere di nuova realizzazione.

La quantificazione del nuovo indicatore si articola in più fasi:

- Fase 1: Mappatura del valore del territorio ante-intervento;
- Fase 2: Stima del valore del territorio post-intervento:
  - a. per la soluzione standard/tradizionale;
  - b. per ciascuna soluzione (i) migliorativa rispetto alla soluzione standard/tradizionale;
- Fase 3: Stima dell'indicatore Visual Amenity Preservata/Restituita (B21) per ciascuna soluzione migliorativa come variazione rispetto alla soluzione standard/tradizionale.

#### Fase 1: Mappatura del valore del territorio ante-intervento

Il punto di partenza (e di forza) della presente proposta metodologica è l'implementazione del valore dei terreni (€/mq) nel database cartografico utilizzato da Terna per l'identificazione dei vincoli e le valutazioni ambientali.

Rappresenta un elemento di forza in quanto consente, al di là di elementi di soggettività e relatività, di quantificare ogni pixel (mq) di superficie con un valore economico in €, rispetto al quale riferire tutte le successive analisi.

Si è proceduto quindi a predisporre un database cartografico che rappresenti il valore economico "nudo" dei terreni, definito Valore Economico Nominale VENANTE, elaborato da Terna in ambiente GIS utilizzando per la classificazione dell'uso del suolo i seguenti dati:

- aree agricole: fonte dati valori agricoli "Banca dati dei valori fondiari", Serie storica della Banca Dati dei Valori Fondiari medi per regione 1992-2016 prodotta dal CREA - Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria (<http://antares.crea.gov.it:8080/mercato-fondario/banca-dati>). È stato utilizzato il valore su base regionale dell'ultima annualità disponibile;
- aree boscate: fonte dati valori boschivo "VAM – Valore Agricolo Medio" su base provinciale prodotto dal Ministero dell'Economia e delle Finanze - Agenzia delle Entrate (<https://www.agenziaentrate.gov.it/wps/content/Nsilib/Nsi/Schede/FabbricatiTerreni/omi/Banche+dati/Valori+agricoli+medi/?page=schedefabbricatieterreni>). È stato utilizzato il valore medio su base provinciale dei valori dei terreni ad uso boschivo;
- aree edificate: fonte dati valori catasto immobiliare dall'annuario statistico "Gli immobili in Italia 2017" prodotto dall'Agenzia delle Entrate ([https://www.agenziaentrate.gov.it/wps/content/nsilib/nsi/agenzia/agenzia+comunica/prodotti+editoriali/pubblicazioni+cartografia\\_catasto\\_mercato\\_immobiliare/immobili+in+italia/gli+immobili+in+italia+2017https://www.agenziaentrate.gov.it/wps/content/Nsilib/Nsi/Schede/FabbricatiTerreni/omi/Banche+dati/Valori+agricoli+medi/?page=schedefabbricatieterreni](https://www.agenziaentrate.gov.it/wps/content/nsilib/nsi/agenzia/agenzia+comunica/prodotti+editoriali/pubblicazioni+cartografia_catasto_mercato_immobiliare/immobili+in+italia/gli+immobili+in+italia+2017https://www.agenziaentrate.gov.it/wps/content/Nsilib/Nsi/Schede/FabbricatiTerreni/omi/Banche+dati/Valori+agricoli+medi/?page=schedefabbricatieterreni)). È stato utilizzato il valore, aggregato per classi di categorie sulla base della dimensione dei Comuni, relativo alla media della superficie abitativa comunale e del valore medio al mq delle superfici abitative;

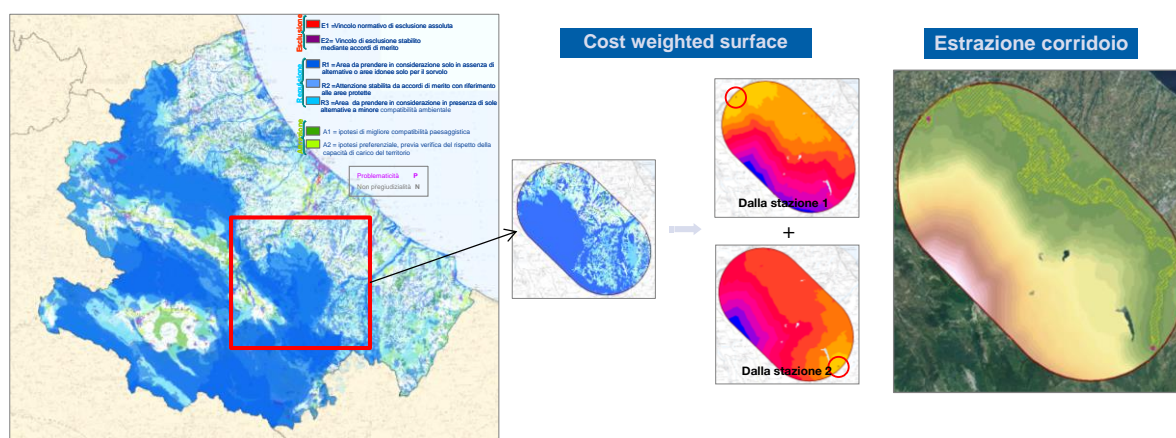
Successivamente, si rende necessario tenere conto delle specificità territoriali, e quindi utilizzare i coefficienti di valorizzazione delle specificità territoriali KT per considerare gli aspetti paesaggistici (legati

alla "Visual Amenity" dell'opera) presenti sul territorio nazionale che determinano un incremento del valore "nudo",  $VEN_{ANTE}$ .

La definizione dei coefficienti di valorizzazione delle specificità territoriali è stata possibile attraverso l'utilizzo delle classi dei criteri ERPA – Esclusione, Repulsione, Problematicità e Attrazione, condivise da Terna con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero per i Beni e le Attività Culturali nell'ambito della Valutazione Ambientale Strategica del Piano di Sviluppo della RTN (utilizzando esclusivamente i dati ERPA che hanno attinenza specifica con il paesaggio e la Visual Amenity dei progetti).

Tali criteri ambientali e paesaggistici consentono di individuare alternative di localizzazione di linee elettriche e impianti tramite l'utilizzo del sistema Geographic Information System. Ad ognuno dei criteri è stato attribuito un valore da 0 – a 300, (Esclusioni=300,  $R_1=100$ ,  $R_2=40$ ,  $R_3=20$  e le modalità di calcolo delle compresenze<sup>30</sup>) e per la presente metodologia sono stati normalizzati con fattore 30 in modo da riportare le classi di valore ERPA (da 0 a 300) ad una scala che rappresenti un incremento del valore dei terreni realistico (scala da 0 a 10) ( $K_{T_{Esclusioni}}=10$ ,  $K_{T_{R1}}=3$ ,  $K_{T_{R2}}=1,5$ ,  $K_{T_{R3}}=1$ ).

I pesi dei vari criteri sono condivisi e possono essere utili per stabilire l'entità dell'«incremento» dei valori dei terreni.



In particolare, questo approccio è motivato dal fatto che, il massimo valore territoriale non può eccedere un numero ragionevole "territoriale", ovvero identificato il più elevato valore territoriale, lo stesso è già riflesso nel valore "nudo"  $VEN_{ANTE}$  moltiplicato per 10 volte  $K_{T_{massimo}}$ . In fase di prima stima e/o in uno stato di avanzamento preliminare del progetto. Laddove si volesse effettuare una stima di beneficio cautelativa, si potrebbe assumere  $K_T = 0$ .

Si definisce quindi il Valore Territorio ante-intervento  $VT_{ANTE}$  come di seguito:

$$VT_{ANTE} = VEN_{ANTE} * K_T$$

<sup>30</sup> Le ragioni alla base della definizione di scale fino a 300 volte, è relativa alla necessità, nelle valutazioni ambientali, di "escludere" con determinatezza aree di esclusione.

Figura 13: Mappatura del valore del territorio ANTE-INTERVENTO (fase 1)



## Fase 2: Stima del valore del territorio post-intervento

Una volta elaborato il database cartografico del valore territorio ante intervento  $VT_{ANTE}$  (valore "nudo" moltiplicato per i coefficienti di specificità territoriali), è possibile quantificare (in euro) la variazione del valore del terreno interessato da deprezzamento (nuove realizzazioni) a seguito dell'installazione di una linea aerea/cavo o riprezzamento (demolizioni) in caso di demolizione di linea esistente.

La fase 2 consiste nel valorizzare la variazione del territorio riconducibile a ciascuna soluzione di sviluppo (standard/tradizionale e ogni migliorativa i), in base ai seguenti parametri:

- **parametri infrastruttura  $K_A$** : descrizione della tipologia di asset in base al **livello di tensione** (380, 220, 150 kV), **tipologia di asset** (aereo o cavo), **struttura asset** (aereo singola o doppia terna);
- **parametri visibilità  $K_B$** : in funzione dell'altezza media del sostegno (h), si definiscono le seguenti fasce di rispetto, parallele al tracciato linea e rispetto all'asse linea
  - Fascia 0, "DPA": coincidente alla distanza di prima approssimazione, stimata in base alla tensione, tipologia e struttura della linea, applicabile sia per le linee aeree che per le linee in cavo;
  - Fascia 1, "totale dominanza visiva": sono le aree con maggiore visibilità dell'opera più prossime all'asse linea, corrispondenti ad una fascia pari a 3 volte l'altezza media dei sostegni ( $h \times 3$ ), applicabile solo alle linee aeree;
  - Fascia 2 "dominanza visiva": sono le aree con media visibilità dell'opera, corrispondenti ad una fascia pari a 10 volte l'altezza media dei sostegni ( $h \times 10$ ), applicabile solo alle linee aeree;
  - Fascia 3 "presenza visiva": sono le aree con minore visibilità dell'opera, corrispondenti ad una fascia pari a 30 volte l'altezza media dei sostegni ( $h \times 30$ ), applicabile solo alle linee aeree;
- **parametri variazione valore  $K_C$** : per ciascuna fascia definita (0, 1, 2, 3) si applica una % di variazione del valore, in riduzione nel caso di nuove realizzazioni (deprezzamento), in incremento nel caso di demolizioni (riprezzamento); per ciascuna fascia si stabilisce quindi un range % di variazione, il cui valore è funzione dello stato di avanzamento del progetto ovvero della determinatezza dei dettagli impiantistici del progetto una volta noti:
  - Fascia 0, "DPA": variazione valore dal 30 al 100 %;
  - Fascia 1, "totale dominanza visiva": variazione valore dal 10 al 30 %;
  - Fascia 2 "dominanza visiva": variazione valore dal 5 al 10 %;
  - Fascia 3 "presenza visiva": variazione valore dal 0 al 5 %;

Il processo di elaborazione della variazione del territorio si articola come di seguito:

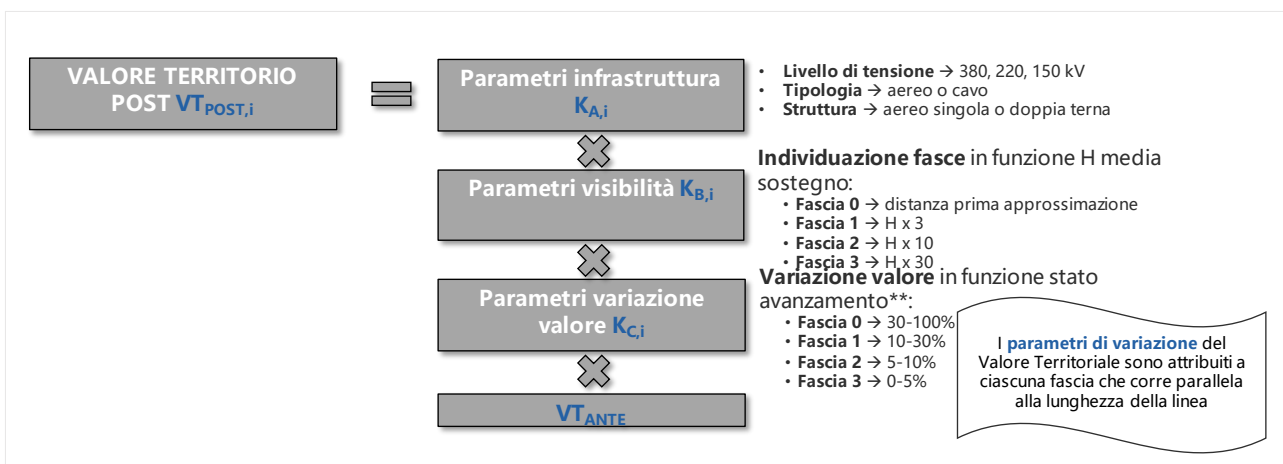
- **Individuazione del corridoio preferenziale dell'opera** (metodologia ERPA) e del percorso a minor «costo ambientale» in fase di Pianificazione, o del tracciato dell'opera nelle successive fasi;
- Individuazione dell'ambito di visibilità della linea:
  - per la linea aerea si utilizzano le fasce 0, 1, 2, 3 in base all'altezza media sostegno h;
  - si caricano i layer «valore dei terreni deprezzati» e/o «valore dei terreni riprezzati» nell'ambito dalla banca dei dati economici GIS intersecando le superfici di visibilità dell'opera;

- si effettua la sommatoria del valore del terreno per ognuna delle fasce di indagine. In assenza di dettagli localizzativi (tracciato stimato ad esempio in fase di Pianificazione), si considera il Valore Territorio ( $VT_{ANTE}$ ) mediato nell'area di analisi;
- si applica un fattore di "deprezzamento" e/o "riprezzamento" che sarà inversamente proporzionale alla distanza dal tracciato di progetto (parametro che influisce sulla Visual Amenity dell'opera) e funzione dello stato avanzamento del progetto, per ciascuna delle fasce 0, 1, 2, 3 definite in base all'altezza media sostegno  $h$ ;
- relativamente ai cavi interrati l'ambito di influenza ai fini del deprezzamento dei terreni è relativo alla sola fascia 0, per la quale si considera un deprezzamento pari al 100% del valore della stessa.

Per ciascuna soluzione  $i$ , si definisce il valore territorio post intervento  $VT_{POST,i}$  come prodotto del  $VT_{ANTE}$  \*  $K_{A,i}$  \*  $K_{B,i}$  \*  $K_{C,i}$ , come di seguito:

$$VT_{POST,i} = VT_{ANTE} * K_{A,i} * K_{B,i} * K_{C,i}$$

Figura 14: Stima del valore territorio post-intervento (fase 2)



### Fase 1: Stima del valore del territorio post-intervento per la soluzione standard/tradizionale

Per la soluzione standard, si stima il valore territoriale post  $VT_{POST,std}$  e la variazione valore territorio  $\Delta_{std}$  come di seguito:

$$\Delta_{std} = VT_{POST,std} - VT_{ANTE}$$

### Fase 2: Stima del valore del territorio post-intervento per ciascuna soluzione $i$ , migliorativa

Analogamente, individuata una soluzione tecnica migliorativa, si stima il valore territoriale post  $VT_{POST,i}$ .

Per ciascuna soluzione migliorativa  $i$ , si definisce la **variazione valore territorio**  $\Delta_i$  come di seguito:

$$\Delta_i = VT_{POST,i} - VT_{ANTE}$$

### Fase 3: Stima dell'indicatore Visual Amenity Preservata/Restituita ( $B_{21}$ ) per ciascuna soluzione $i$ , migliorativa

Il processo fin qui descritto consente di identificare, per ciascuna soluzione, compresa quella standard, la **variazione valore territorio**  $\Delta_i$ .

Si definisce **Visual Amenity Preservata/Restituita**  $VA_{PR}$  la differenza tra la **variazione valore territorio**  $\Delta_i$  della soluzione migliorativa e la **variazione valore territorio**  $\Delta_{std}$  della soluzione standard:

$$B_{21} = VA_{PR} = \Delta_i - \Delta_{std}$$

Figura 15: Stima dell'indicatore B21 VA<sub>PR</sub> (fase 3)



In tale contesto, si possono verificare tre possibili casistiche:

- A. Interventi in cui è **possibile** individuare sia la soluzione migliorativa che la soluzione standard;

$$VA_{PR} = \Delta_i - \Delta_{std} > 0$$

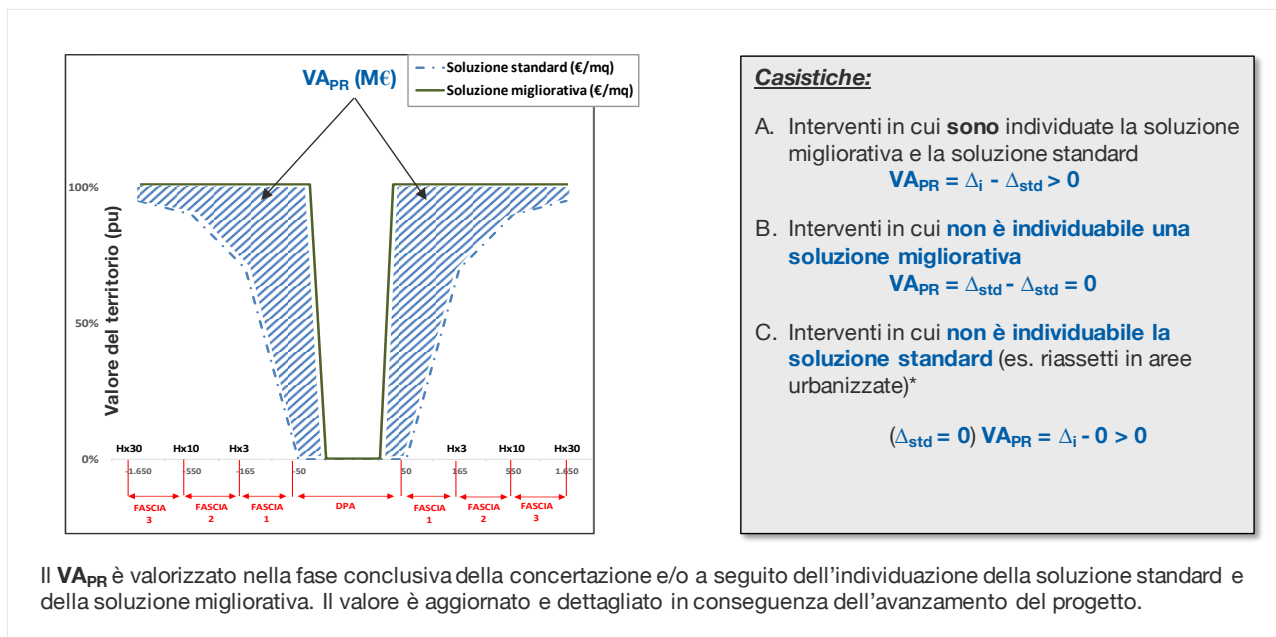
- B. Interventi in cui **non è individuabile una soluzione migliorativa**, ovvero il progetto standard rappresenta già ma migliore soluzione;

$$VA_{PR} = \Delta_{std} - \Delta_{std} = 0$$

- C. Interventi in cui **non è individuabile la soluzione standard** (es. riassetti in aree urbanizzate) e quindi si ricorre già a soluzioni tecnologiche migliorative in risposta all'esigenza territoriale e di sviluppo

$$VA_{PR} = \Delta_i - 0 = \Delta_i$$

Figura 16: Esempio di stima dell'indicatore B21 VA<sub>PR</sub> (fase 3)



In Figura 165 è rappresentato un esempio di valorizzazione del VA<sub>PR</sub> ottenibile dall'area nel grafico generata dalla variazione del valore del territorio tra la soluzione standard e la soluzione migliorativa.

Il VA<sub>PR</sub> può essere valorizzato solo e soltanto quando è stata identificata la soluzione standard e almeno una soluzione migliorativa, tipicamente nella fase conclusiva della concertazione.

Il valore è aggiornato e dettagliato in conseguenza dell'avanzamento del progetto.

Considerazione di carattere generale

Il processo fin qui descritto si pone l'obiettivo di effettuare una valutazione che possa accompagnare il progetto in tutte le sue fasi di avanzamento, a partire dalla concertazione fino al progetto definitivo.

La stessa metodologia si presta a questo esercizio in quanto consente, in fase di prima pianificazione, di assumere un corridoio preferenziale, di mediare il valore territorio all'interno del corridoio preferenziale, di

assumere parametri di variazione del territorio conservativi, ovvero minimi, non disponendo di dettagli su come il tracciato si svilupperà a fine progetto.

In fase di **pianificazione**, in assenza di dettagli sulla migliore localizzazione, si considera un **Valore Territorio (VT<sub>ANTE</sub>) mediato** nell'area di analisi.

In fase di **progetto definitivo**, si conoscono tutti gli elementi per poter condurre un'analisi specifica e valorizzare opportunamente il beneficio B<sub>21</sub>.

Il principio che deve condurre l'analisi è indirizzato verso una scelta sempre **conservativa per evitare una sovrastima** iniziale del VA<sub>PR</sub> che possa portare ad inopportune scelte strategiche. Con il dettagliarsi del progetto si affina la stima del VA<sub>PR</sub> consolidando le relative scelte tecniche.



[www.terna.it](http://www.terna.it)

00156 Roma Viale Egidio Galbani, 70  
Tel +39 06 83138111