

## Allegato A

### Documento di descrizione del calcolo dei benefici degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione dell'energia elettrica

Punto 4 della deliberazione 472/2024/R/eel

#### Indice

1. Scopo del documento.....	2
2. Obiettivi e contenuti del documento.....	2
3. Condizioni di ondata di calore, eventi estremi e ordinarie ai fini dei benefici BP1, BP2 e BA3.....	3
4. BP1 - Riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni di ondata di calore.....	4
5. BP2 - Riduzione attesa delle interruzioni a fronte di eventi estremi localizzati.....	6
6. BA3 - Riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni ordinarie.....	7
7. BP4 - Costi evitati attesi per azioni di emergenza a seguito di interruzioni nelle condizioni di cui ai benefici BP1, BP2 e BA3.....	8
8. BP5 – Riduzione della mancata produzione rinnovabile per effetto delle interruzioni.....	11
9. BP6 – Riduzione attesa di buchi di tensione severi.....	12
10. BP7 - Costi evitati di manutenzione straordinaria post-guasto per effetto dell'intervento.....	12
11. BP8 - Costi evitati di esercizio e manutenzione su base continuativa.....	13
12. BP9 - Interconnessione alla rete di porzioni di rete precedentemente isolate.....	14
13. BP10 e BA 10 - Effetti della variazione attesa delle perdite di rete.....	15
14. BP11 – Riduzione attesa dei distacchi di energia da fonte rinnovabile per effetto di variazioni di tensione.....	15
15. BP12 – Riduzione attesa della saturazione delle immissioni di energia da fonte rinnovabile.....	17
16. BP13 - Riduzione attesa della saturazione dei prelievi di energia.....	18

## 1. Scopo del documento

Il presente documento è una bozza di lavoro funzionale alla definizione di disposizioni specifiche per **le modalità di calcolo, le valorizzazioni e altri parametri relativi a ciascuna categoria di beneficio** definita dalla deliberazione 296/2023/R/eel.

Il documento è stato elaborato a partire dal lavoro predisposto nel corso del 2024 dal gruppo di lavoro delle 10 imprese distributrici allora soggette alla disciplina dei piani di sviluppo, con il coordinamento e il supporto operativo di Utilitalia.

Nell'ambito delle attività funzionali alla preparazione dei documenti comuni propedeutici ai piani di sviluppo, le imprese distributrici hanno indicato l'intenzione di fornire i dettagli puntuali circa le metodologie di identificazione (e di valutazione) degli investimenti in una sezione dedicata dei piani di sviluppo. I parametri di dettaglio e i valori da utilizzare per la monetizzazione, nonché la motivazione delle specifiche ipotesi adottate e della modalità di calcolo dei parametri (ad es. mediante studi di load flow), saranno quindi pubblicati in ciascun piano di sviluppo. In particolare, il documento "Linee guida per la predisposizione dell'edizione 2025 dei Piani di Sviluppo", valutato positivamente dall'Autorità con la deliberazione 521/2024/R/eel prevede che un capitolo (1.7.4) del piano di sviluppo 2025 riguardi le modalità di quantificazione dei benefici degli interventi oggetto di analisi costi benefici.

Come previsto per le metodologie ACB di altri settori e i relativi documenti di criteri applicativi predisposti da Snam e da Terna, il documento è inteso essere di oggetto di ciclica revisione e miglioramento continuo.

## 2. Obiettivi e contenuti del documento

In linea con quanto già indicato per altre metodologie di analisi costi benefici introdotte dall'Autorità, gli obiettivi dell'attività (e quindi anche del presente documento) sono:

- migliorare la trasparenza e la completezza delle informazioni alla base delle analisi tecnico-economiche dei benefici degli interventi di sviluppo per cui si applica l'analisi costi benefici;
- assicurare la consistenza e la solidità delle valutazioni degli interventi effettuate dall'operatore di rete;
- monetizzare, ove fattibile e rilevante, ciascun beneficio associato a ciascun intervento analizzato;
- utilizzare un approccio prudenziale, atto ad evitare eventuali rischi di sovrastima dei benefici;
- promuovere la selettività degli investimenti da parte dell'operatore di rete;
- fornire elementi per l'applicazione di meccanismi di incentivazione selettiva degli investimenti.

Il documento si concentra sull'analisi dei benefici e quindi non tratta aspetti di analisi dei costi, per i quali si rimanda alle deliberazioni 296/2023/R/eel e 521/2024/R/eel.

In particolare, le analisi per il calcolo dei benefici sono effettuate confrontando il comportamento del sistema o le azioni dell'operatore di rete in assenza (c.d. caso "without") ed in presenza (c.d. caso "with") di ciascun intervento.

Per ciascuna categoria di beneficio, il calcolo è perciò nella maggior parte dei casi effettuato come:

**Differenziale di quantità fisiche "without - with" x coefficiente di valorizzazione**  
**Delta Q x C**

Dove:

- **il differenziale di quantità fisiche (Delta Q)** è la variazione attesa di un parametro fisico del sistema elettrico (es. interruzioni evitate, perdite evitate, emissioni evitate) oppure di una quantificazione di azioni dell'operatore evitate (es. energia fornita da gruppi di generazione in emergenza, interventi di localizzazione e /o riparazione guasto, azioni preventive);
- **il coefficiente di valorizzazione (C)** esprime la quantificazione economica dei costi unitari associati a ciascun parametro fisico o azione dell'operatore (unità di misura: euro/Q).

Per alcune categorie di beneficio, quali ad esempio BP4g e BP9g, il coefficiente di valorizzazione esprime invece un differenziale di costo in assenza e in presenza dell'intervento.

Il calcolo di ciascun beneficio è sempre presentato in termini di beneficio annuale (unità di misura: euro/anno). Le valorizzazioni di ciascun beneficio e, se applicabile, sub-beneficio per ciascun anno studio sono rese disponibili nella documentazione dell'ACB.

Relativamente alla scelta degli anni studio (detti anche anni cardine), le disposizioni dei commi 80.1 e 79.2 del TIQD (Allegato A alla deliberazione 617/2023/R/eel) richiedono almeno un anno studio di breve-medio termine (indicativamente tra i 3 e i 6 anni successivi all'anno di predisposizione del piano) e un anno studio di medio-lungo termine (indicativamente tra i 7 e gli 11 anni successivi all'anno di predisposizione del piano). Inoltre, si ritiene che debba essere utilizzato un numero contenuto di anni studio, con preferenza per anni che terminano in "0" e in "5", che sono tipicamente oggetto degli obiettivi e degli strumenti attuativi delle policy energetiche e analizzati nell'ambito di valutazioni di scenario.

Quando applicabile, le modalità di calcolo dei benefici e i relativi parametri e coefficienti di valorizzazione sono armonizzati con quanto disposto dall'Autorità o definito da Terna in relazione alle analisi costi benefici degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione (cfr. deliberazione 627/2016/R/eel, Allegato A.74 al Codice di rete di Terna, Appendice Informativa a ciascun piano di sviluppo sull'applicazione dell'analisi costi benefici). In linea con quanto definito dall'articolo 12 dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/eel, quando si utilizzano modelli di rete ai fini di simulazioni per il calcolo dei benefici, la rete considerata include tutti gli interventi pianificati nei cinque anni di piano.

### **3. Condizioni di ondata di calore, eventi estremi e ordinarie ai fini dei benefici BP1, BP2 e BA3**

Le condizioni di interruzione sono allocate alle categorie di beneficio BP1, BP2 e BA3 come segue:

- Il beneficio BP1 presenta le interruzioni di durata prolungata dovuta alla circostanza di guasto multiplo in condizioni di ondata di calore (ossia, per specifici mesi dell'anno, come dettagliato nel seguito);
- Il beneficio BP2 presenta le interruzioni di durata prolungata - a seguito di guasto multiplo e, quando applicabile, di guasto singolo - dovuta a circostanze di eventi estremi quali neve/ghiaccio, allagamenti, frane e altri fenomeni legati al dissesto idrogeologico, tempeste di vento, cadute piante fuori fascia, salino, per tutti i mesi dell'anno;
- Il beneficio BA3 corrisponde a tutte le condizioni di guasto singolo con impatto ordinario in termini di durata dell'interruzione (e quindi anche le condizioni di guasto singolo durante il periodo di ondata di calore) e include inoltre le condizioni di guasto multiplo (per circostanze diverse dal beneficio BP2) che occorrono fuori dal periodo di ondata di calore.

#### 4. BP1 - Riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni di ondata di calore

Il beneficio BP1 è calcolato come:

$$BP1 = (PI_{without} * PGM_{without} - PI_{with} * PGM_{with}) * Dpoc * VOLL$$

dove:

- $PI_{without}$  [kW] è la potenza consumata interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni di ondata di calore, in assenza dell'intervento;
- $PGM_{without}$  [p.u.] è la probabilità di accadimento del guasto (multiplo) in condizioni di ondata di calore, in assenza dell'intervento;
- $PI_{with}$  [kW] è la potenza consumata interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni di ondata di calore, in presenza dell'intervento;
- $PGM_{with}$  [p.u.] è la probabilità di accadimento del guasto (multiplo) in condizioni di ondata di calore, in presenza dell'intervento;
- $Dpoc$  [h] è la durata media dell'interruzione prolungata in condizioni di ondata di calore;
- $VOLL$  [Euro/kWh] è il Value of Lost Load.

Il periodo di ondata di calore corrisponde di norma ai quattro mesi di maggio, giugno, luglio e agosto. L'impresa distributrice può limitare il periodo di ondata di calore a un minimo di tre mesi durante il periodo suddetto pubblicando le opportune motivazioni in una sezione dedicata del piano di sviluppo e rendendo disponibili nella documentazione dell'ACB i dati (di interruzioni e di carico) a supporto della limitazione proposta.

Il calcolo della potenza consumata interrotta media può essere basato sulla potenza prelevata secondo una di queste modalità:

- aggregazione di profili effettivi di prelievo (o, in generale, scambio) dai misuratori elettronici (se necessario, combinata con stime in caso di parziale assenza dell'informazione) degli utenti nella porzione di rete oggetto di disalimentazione;
- misure di transito effettivo di potenza o di altri parametri (es. corrente) nella porzione di rete oggetto di disalimentazione;
- valorizzazione degli scambi medi stimati di varie tipologie di utenza nell'area geografica in esame, moltiplicate per il numero di utenti appartenenti a ciascuna tipologia.

Il calcolo della potenza consumata interrotta media ( $PI$ ) è effettuato come moltiplicazione della potenza prelevata interrotta media ( $PP$ ) per un fattore  $k$  (ossia,  $PI = PP * k$ ). In altre parole, il fattore  $k$  esprime il rapporto tra potenza consumata, pari alla somma di potenza prelevata e potenza autoconsumata<sup>1</sup>, e potenza prelevata<sup>2</sup>.

Il fattore  $k$  è pari a 1 nel terzo caso del precedente elenco, con scambi medi stimati su un'area geografica più ampia della porzione di rete disalimentata.

---

<sup>1</sup> I termini "potenza autoconsumata" e "potenza autoprodotta" individuano la stessa quantità di potenza.

<sup>2</sup> La potenza prelevata ha segno positivo in caso di porzione di rete in prelievo e segno negativo in caso di porzione di rete in immissione. Nel caso di porzione di rete in immissione (e quindi potenza prelevata di segno negativo),  $k$  ha segno negativo ed è minore di -1.

Nei primi due casi del precedente elenco, la quantificazione e la modalità di definizione del fattore k sono resi disponibili in modo trasparente nella documentazione dell'ACB.

La potenza media interrotta è calcolata in riferimento al periodo di ondata di calore a partire dalla base storica di almeno un triennio consecutivo di misure di potenza degli utenti nella porzione di rete in esame o sull'area geografica o misure/stime di potenze sulla porzione di rete, salvo nuove realizzazioni o modifiche dell'assetto di rete che comportino la non applicabilità di un periodo triennale di riferimento.

L'impresa distributrice rende disponibile in modo trasparente nella documentazione dell'ACB il rapporto tra la potenza media nel periodo di ondata di calore rispetto alla potenza media annua ed esplicita le ipotesi - inclusi, in particolare, gli anni di riferimento - alla base del calcolo.

Le ipotesi utilizzate per la probabilità di guasto multipla sono definite a partire da informazioni effettive, dei tassi di guasto, almeno per un periodo triennale consecutivo, relativamente ai mesi convenzionalmente attribuiti a "ondata di calore".

La probabilità di accadimento di guasto multiplo è calcolata come prodotto tra un termine di probabilità di guasto singolo (nel periodo di ondata di calore) ed un termine (percentuale) che rappresenta la probabilità che sia contemporaneamente o "a stretto giro" indisponibile la contro-alimentante (il parametro è calcolato su base statistica, a partire anche dalla durata media di riparazione dei guasti nel periodo considerato).

Nel caso in cui l'impresa adotti ipotesi *forward-looking* di evoluzione dei fenomeni meteorologici e conseguente crescita dei guasti attesi, il rapporto massimo tra tasso di guasto atteso e tasso di guasto storico è pari al coefficiente RMAS (rapporto massimo atteso/storico).

Le informazioni sui tassi di guasto multiplo e, quando applicabile, sui *trend* assunti di evoluzione climatica, modelli utilizzati e conseguenti impatti, sono pubblicate in una sezione dedicata del piano di sviluppo, con le specifiche ipotesi utilizzate (ad esempio, gli anni di riferimento per la base dati di guasti storici, l'esclusione di alcuni tipi di guasti e i relativi motivi).

Il calcolo della potenza interrotta, in assenza o in presenza di intervento, viene effettuato a partire dalle potenze della linea (*feeder*) beneficiaria dell'intervento e delle sue contro-affacciate, considerando la topologia di rete. In particolare, in caso di singola linea:

$$PI = \left( PI_{linea} + \frac{\sum_{j=1}^n PI_{linea,j}}{n} \right) \times \left( 1 - \frac{n}{n+3} \right)$$

dove:

- $PI_{linea}$  è la potenza interrotta della linea beneficiaria dell'intervento;
- $n$  rappresenta il numero totale di linee contro-affacciate alla linea beneficiaria;
- $PI_{linea,j}$  è la potenza della j-esima linea contro-affacciata alla linea beneficiaria;
- $1 - \frac{n}{n+3}$  è un coefficiente moltiplicativo introdotto per tenere conto del fatto che i guasti non sempre si presentano sul primo ramo delle linee e che la potenza interrotta varia a seconda del livello di magliatura della rete: maggiore è il numero di linee contro-affacciate e minore sarà la potenza interrotta.

In caso di applicazione su aggregati più ampi (e.g., cabina primaria o gruppi di cabine primarie), si effettua la sommatoria delle potenze interrotte di ciascuna linea dell'aggregato.

## 5. BP2 - Riduzione attesa delle interruzioni a fronte di eventi estremi localizzati

Per gli eventi estremi (diversi dall'ondata di calore) quali neve/ghiaccio, allagamenti, frane e altri fenomeni legati al dissesto idrogeologico, tempeste di vento, cadute piante fuori fascia, salino, il beneficio BP2 è calcolato come:

$$BP2 = (PI_{without} * PG_{without} - PI_{with} * PG_{with}) * D_{pee} * VOLL$$

dove:

- $PI_{without}$  [kW] è la potenza consumata interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni non ordinarie (diverse dall'ondata di calore), in assenza dell'intervento;
- $PG_{without}$  [p.u.] è la probabilità di accadimento del guasto (multiplo e, quando applicabile, singolo) in condizioni non ordinarie (diverse dall'ondata di calore) per il verificarsi della tipologia di evento estremo in analisi, in assenza dell'intervento;
- $PI_{with}$  [kW] è la potenza consumata interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni ordinarie, in presenza dell'intervento;
- $PG_{with}$  [p.u.] è la probabilità di accadimento del guasto (multiplo e, quando applicabile, singolo) in condizioni non ordinarie per il verificarsi della tipologia di evento estremo in analisi, in presenza dell'intervento;
- $D_{pee}$  [h] è la durata media dell'interruzione prolungata in condizioni non ordinarie collegate a eventi (diversi dall'ondata di calore) quali neve/ghiaccio, allagamenti, frane e altri fenomeni legati al dissesto idrogeologico, tempeste di vento, cadute piante fuori fascia, salino;
- $VOLL$  [Euro/kWh] è il Value of Lost Load.

Il calcolo della potenza interrotta media può essere basato su una di queste modalità:

- aggregazione di profili effettivi di prelievo (o, in generale, scambio) dai misuratori elettronici (se necessario, combinata con stime in caso di parziale assenza dell'informazione) degli utenti nella porzione di rete oggetto di disalimentazione;
- misure di transito effettivo di potenza o di altri parametri (es. corrente) nella porzione di rete oggetto di disalimentazione;
- valorizzazione degli scambi medi stimati di varie tipologie di utenza nell'area geografica in esame, moltiplicate per il numero di utenti appartenenti a ciascuna tipologia.

Il calcolo della potenza consumata interrotta media ( $PI$ ) è effettuato come moltiplicazione della potenza prelevata interrotta media ( $PP$ ) per un fattore  $k$  (ossia,  $PI = PP * k$ ). In altre parole, il fattore  $k$  esprime il rapporto tra potenza consumata, pari alla somma di potenza prelevata e potenza autoconsumata, e potenza prelevata<sup>3</sup>.

Il fattore  $k$  è pari a 1 nel caso di scambi medi stimati su un'area geografica più ampia della porzione di rete disalimentata.

---

<sup>3</sup> La potenza prelevata ha segno positivo in caso di porzione di rete in prelievo e segno negativo in caso di porzione di rete in immissione. Nel caso di porzione di rete in immissione (e quindi potenza prelevata di segno negativo),  $k$  ha segno negativo ed è minore di -1.

Negli altri due casi, la quantificazione e la modalità di definizione del fattore k sono resi disponibili in modo trasparente nella documentazione dell'ACB.

Le ipotesi utilizzate per la probabilità di guasto multipla sono definite a partire da informazioni effettive, almeno per un periodo triennale consecutivo, dei tassi di guasto.

La probabilità di accadimento di guasto multiplo è calcolata come prodotto tra un termine di probabilità di guasto singolo ed un termine (percentuale) che rappresenta la probabilità che sia contemporaneamente o a stretto giro indisponibile la contro-alimentante (il parametro è calcolato su base statistica, a partire anche dalla durata media di riparazione dei guasti nel periodo considerato). Tali informazioni sono pubblicate in una sezione dedicata del piano di sviluppo, unitamente alle ipotesi utilizzate (quali, ad esempio, gli anni di riferimento per la base dati di guasti storici, l'esclusione di guasti di natura transitoria e altre circostanze e i relativi motivi).

La durata media di interruzione in condizioni non ordinarie (diverse dall'ondata di calore) è pubblicata in una sezione dedicata del piano di sviluppo, unitamente alle ipotesi utilizzate (quali ad esempio, gli anni di riferimento per la base dati di interruzioni storiche, l'esclusione di specifiche interruzioni transitorie e i relativi motivi). Le ipotesi massime per la durata media di interruzione sono, in linea con quanto era stato definito nel meccanismo incentivante l'incremento della resilienza per gli anni 2019-2024 (scheda n. 8 del TIQE 2020-2023):

- 16 ore per le linee aeree;
- 8 ore per le linee in cavo.

## 6. BA3 - Riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni ordinarie

Il beneficio BA3 è calcolato come:

$$BA3 = (PI_{without} * PG_{without} - PI_{with} * PG_{with}) * Dord * VOLL$$

dove:

- $PI_{without}$  [kW] è la potenza consumata interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni ordinarie, in assenza dell'intervento;
- $PG_{without}$  [p.u.] è la probabilità di accadimento del guasto in condizioni ordinarie, in assenza dell'intervento;
- $PI_{with}$  [kW] è la potenza consumata interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni ordinarie, in presenza dell'intervento;
- $PG_{with}$  [p.u.] è la probabilità di accadimento del guasto in condizioni ordinarie, in presenza dell'intervento;
- $Dord$  [h] è la durata media dell'interruzione in condizioni ordinarie;
- $VOLL$  [Euro/kWh] è il Value of Lost Load.

Il calcolo della potenza interrotta media può essere basato su una di queste modalità:

- aggregazione di profili effettivi di prelievo (o, in generale, scambio) dai misuratori elettronici (se necessario, combinata con stime in caso di parziale assenza dell'informazione) degli utenti nella porzione di rete oggetto di disalimentazione;

- misure di transito effettivo di potenza o di altri parametri (es. corrente) nella porzione di rete oggetto di disalimentazione;
- valorizzazione degli scambi medi stimati di varie tipologie di utenza nell'area geografica in esame, moltiplicate per il numero di utenti appartenenti a ciascuna tipologia.

Il calcolo della potenza consumata interrotta media ( $PI$ ) è effettuato come moltiplicazione della potenza prelevata interrotta media ( $PP$ ) per un fattore  $k$  (ossia,  $PI = PP * k$ ). In altre parole, il fattore  $k$  esprime il rapporto tra potenza consumata, pari alla somma di potenza prelevata e potenza autoconsumata, e potenza prelevata<sup>4</sup>.

Il fattore  $k$  è pari a 1 nel terzo caso del precedente elenco: scambi medi stimati su un'area geografica più ampia della porzione di rete disalimentata.

Nei primi due casi del precedente elenco, la quantificazione e la modalità di definizione del fattore  $k$  sono resi disponibili in modo trasparente nella documentazione dell'ACB.

Le ipotesi utilizzate per la probabilità di guasto e, per gli *asset* lineari, per la probabilità di guasto chilometrica, è basata su informazioni effettive, almeno per un periodo pluriennale consecutivo, dei tassi di guasto per la tipologia di asset (ad es. cavo in media tensione) su cui si assume l'accadimento del guasto.

Tali informazioni sono pubblicate in una sezione dedicata del piano di sviluppo, unitamente alle ipotesi utilizzate (quali, ad esempio, gli anni di riferimento per la base dati di guasti storici, l'esclusione di guasti di natura transitoria e altre circostanze e i relativi motivi).

La durata media di interruzione in condizioni ordinarie è pubblicata in una sezione dedicata del piano di sviluppo, nella forma di valor medio e di deviazione standard oppure *range* motivato di valori con esclusione degli *outlier*, unitamente alle ipotesi utilizzate per il calcolo (quali ad esempio, gli anni di riferimento per la base dati di interruzioni storiche, l'esclusione di specifiche interruzioni transitorie e i relativi motivi).

Per le condizioni di guasto singolo con impatto ordinario in termini di durata dell'interruzione, ai fini dell'applicazione dell'analisi costi benefici, la durata media di interruzione *Dord* non può comunque eccedere 30 minuti, fatti salvi gli interventi di sviluppo che riducono le interruzioni con origine in bassa tensione.<sup>5</sup>

Qualora l'effetto di guasti multipli nei periodi fuori ondata di calore sia ritenuto rilevante, l'impresa distributrice può effettuare separatamente il relativo calcolo, motivando le ipotesi adottate e utilizzando la potenza media nei periodi fuori ondata di calore.

## **7. BP4 - Costi evitati attesi per azioni di emergenza a seguito di interruzioni nelle condizioni di cui ai benefici BP1, BP2 e BA3**

<sup>4</sup> La potenza prelevata ha segno positivo in caso di porzione di rete in prelievo e segno negativo in caso di porzione di rete in immissione. Nel caso di porzione di rete in immissione (e quindi potenza prelevata di segno negativo),  $k$  ha segno negativo ed è minore di -1.

<sup>5</sup> Sulla base dei dati di continuità 2023, il CAIDI *Customer Average Interruption Duration Index* medio nazionale per interruzioni dovute a cause distributore e cause esterne con origine in media tensione è pari a 18,5 minuti/interruzione. Il CAIDI medio nazionale per interruzioni dovute a cause distributore e cause esterne con origine in bassa tensione è pari a 83,4 minuti/interruzione.

## **Riduzione dei costi diretti per effetto del minore impiego di gruppi elettrogeni (BP4g)**

Il beneficio BP4g è composto dagli addendi descritti nel seguito.

Il primo addendo esprime i costi diretti sostenuti per l'utilizzo dei generatori di emergenza in caso di guasto (interruzione prolungata) con le seguenti considerazioni:

- il differenziale dell'energia controalimentata in emergenza (without – with) è ottenuto mediante una valutazione specifica sulla durata di utilizzazione dei gruppi di emergenza [espresso in MWh];
- l'energia controalimentabile in emergenza è determinata anche sulla base dei *trend* di utilizzo dei gruppi di emergenza e del loro dimensionamento, nonché della durata media di riparazione dei guasti;
- in linea di principio, si utilizza un metodo di stima dei costi reali unitari (costi medi unitari *CMU* a livello di territorio o di singola tipologia di azione di gestione dell'emergenza), il quale viene poi normalizzato ed espresso in energia [Euro/MWh], la componente del costo associata al costo di combustibile utilizzato nel generatore di emergenza è basata su ipotesi di scenario<sup>6</sup> e non su costi storici;
- dal costo medio unitario si sottrae il costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato (per cui si utilizza il termine “CPTe”), desunto dalle ipotesi di scenario<sup>7</sup>, poiché nel caso “in presenza dell'intervento” l'energia è fornita dal sistema elettrico.

$$BP4g = (E_{without} - E_{with}) * (CMU - CPTe)$$

L'impresa distributrice pubblica in una sezione dedicata del piano di sviluppo le ipotesi di riduzione della durata di interruzione per l'attivazione dei generatori di emergenza.

L'impresa distributrice rende disponibile in modo trasparente nella documentazione dell'ACB la disponibilità (sia propria, sia di imprese terze, sia di utenti della rete) di gruppi di generazione di emergenza (in MW) e le ipotesi di costo medio unitario.

In luogo dell'espressione precedente, in cui tutti i costi sono normalizzati in energia, l'impresa distributrice può adottare una formulazione in cui è presente anche un costo fisso. L'effetto equivalente dei costi fissi dei generatori di emergenza a livello di media aziendale non deve superare il 10% del costo variabile relativo all'energia controalimentata.

## **Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> per effetto del minore impiego di gruppi elettrogeni (BP4eg)**

---

<sup>6</sup> Le ipotesi per i costi di combustibile indicate negli scenari del TYNDP 2024 prevedono un costo del “light oil” di 11,7 Euro/GJ all'anno 2030, con un trend di leggera riduzione a 11,0 Euro/GJ al 2050, sulla base dello scenario APS (Announced Pledges) dell'International Energy Agency. Il rendimento per il generatore della categoria “light oil” è pari a 35% nella pubblicazione di ENTSO-E relativa al pan-European market modeling generation database PEMMDB disponibile a: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/eraa-downloads/>

<sup>7</sup> Si applica convenzionalmente un rendimento del 56% (ciclo combinato a gas naturale “CCGT present 1”, in linea con quanto indicato da Terna nell'allegato metodologico al proprio piano di sviluppo 2025 e con la pubblicazione di ENTSO-E relativa al pan-European market modeling generation database PEMMDB disponibile a: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/eraa-downloads/>. Considerando il costo al 2030 del gas naturale di 32,4 Euro/MWh (come da ipotesi del documento di descrizione degli scenari 2024), si ottiene un costo economico diretto di 57,86 Euro/MWh. A tale componente si somma il costo associato alle emissioni di CO<sub>2</sub> (calcolato con l'ipotesi di 95 Euro/tCO<sub>2</sub> del documento di descrizione degli scenari 2024), che risulta pari a 34,27 Euro/MWh. Si ottiene quindi un CPTe di 92,125 Euro/MWh.

Il secondo addendo esprime il costo emissivo (evitato atteso) associato alla produzione di energia elettrica da generatori di emergenza ed è determinato dal fatto che la riduzione delle interruzioni prolungate comporta un minore ricorso a generatori di emergenza (in grande prevalenza alimentati a diesel, si assume al 100%) con conseguente riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> (oltre che un costo economico diretto già valorizzato), poiché nel caso “in presenza dell’intervento” l’energia è fornita dal sistema elettrico con un fattore emissivo inferiore. Tali minori emissioni sono calcolate considerando i consumi di diesel evitati e i fattori emissivi di un generatore tipico.

$$BP4eg = (E_{without} - E_{with}) * (FE_{ge} - FE_m) * Costo_{CO_2}$$

Dove:

- *E<sub>without</sub>* e *E<sub>with</sub>* hanno lo stesso significato suddetto (rispettivamente in assenza e in presenza dell’intervento) e, a differenza della formulazione precedente, sono qui espresse in kWh;
- *FE<sub>ge</sub>* è il fattore di emissione di CO<sub>2</sub> tipico di un generatore di emergenza con alimentazione diesel<sup>8</sup>;
- *FE<sub>m</sub>* è il fattore di emissione di CO<sub>2</sub> tipico della tecnologia marginale e, salvo informazioni più dettagliate, è assunto pari al fattore di emissione di un ciclo combinato a gas naturale a elevata efficienza<sup>9</sup>;
- *Costo<sub>CO2</sub>* = Valore sociale delle emissioni di CO<sub>2</sub> [espresso in Euro/gCO<sub>2</sub>]<sup>10</sup>.

Il secondo addendo viene calcolato facendo al fattore emissivo del gasolio e al rendimento equivalente del generatore di emergenza.

### **Riduzione dei costi diretti per effetto della riduzione delle uscite dei veicoli di pronto intervento e ripristino (BP4v)**

La riduzione dei guasti si traduce in una minore necessità di muovere le squadre e i mezzi di pronto intervento e ricostruzione sul territorio. Questo riduce i costi diretti.

$$BP4v = (PG_{without} - PG_{with}) * Veicolikm_{Mezzi P.I.} * Costo_v$$

dove:

- il differenziale di probabilità di guasto è, per semplicità, il differenziale di guasti (localizzati e permanenti) in condizioni ordinarie di cui al beneficio BA3, qui espresso come numero di guasti;

<sup>8</sup> Il valore è stimato a 763 gCO<sub>2</sub>/kWh per un generatore con efficienza del 35% secondo il rendimento per la categoria “light oil” nella pubblicazione di ENTSO-E relativa al pan-European market modeling generation database PEMMDB disponibile a: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/eraa-downloads/>, e i fattori di emissione dei combustibili indicati nell’ultimo documento metodologico di scenari TYNDP e da ISPRA in ISPRA (2024). *Italian Greenhouse Gas Inventory (1990-2022). National Inventory Report 2024*.

<sup>9</sup> A partire dal fattore emissivo del gas naturale pari a 202 gCO<sub>2</sub>/kWh (come ricordato ad esempio nell’ultimo documento metodologico di scenari TYNDP [https://2024.entsoe.eu/wp-content/uploads/2025/01/TYNDP\\_2024\\_Scenarios\\_Methodology\\_Report\\_Final\\_Version\\_250128.pdf](https://2024.entsoe.eu/wp-content/uploads/2025/01/TYNDP_2024_Scenarios_Methodology_Report_Final_Version_250128.pdf)), si applica convenzionalmente un rendimento del 56% (ciclo combinato a gas naturale “CCGT present 1”, in linea con quanto indicato da Terna nell’allegato metodologico al proprio piano di sviluppo 2025 e con la pubblicazione di ENTSO-E relativa al pan-European market modeling generation database PEMMDB disponibile a: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/eraa-downloads/>, ottenendo un fattore di emissione di CO<sub>2</sub> della tecnologia marginale pari a 361 gCO<sub>2</sub>/kWh.

<sup>10</sup> Il costo sociale delle emissioni di CO<sub>2</sub> è valorizzato secondo il valore centrale del documento “Handbook on the external costs of transport”, pari a 100 Euro/t fino al 2030 e a 269 Euro/t dal 2040 e per tutti gli anni successivi. La valorizzazione è espressa in moneta dell’anno 2016 e va inflazionata all’anno di predisposizione dell’analisi costi benefici.

- $Veicolikm_{Mezzi P.I.} = N^{\circ}veicoli\ impiegati * Distanza\ media$ , espresso in km/guasto;
- $Costo_V =$  Costo economico diretto (espresso in euro/km) associato alla movimentazione dei veicoli (da valutare se si utilizza un costo di combustibile fossile tradizionale o altro vettore).

### **Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> per effetto della riduzione delle uscite dei veicoli di pronto intervento e ripristino (BP4ev)**

La riduzione dei guasti si traduce in una minore necessità di muovere le squadre e i mezzi di pronto intervento e ricostruzione sul territorio. Questo riduce le esternalità negative legate alle emissioni di CO<sub>2</sub>.

$$BP4ev = (PGwithout - PGwith) * Veicolikm_{Mezzi P.I.} * FE_{CO2} * Costo_{CO2}$$

dove:

- il differenziale di probabilità di guasto è, per semplicità, il differenziale di guasti (localizzati e permanenti) in condizioni ordinarie di cui al beneficio BA3, qui espresso come numero di guasti;
- $Veicolikm_{Mezzi P.I.} = N^{\circ}veicoli\ impiegati * Distanza\ media$ , espresso in km/guasto;
- $FE_{CO2} =$  Fattore di emissione dei veicoli di pronto intervento che si può desumere dal portale di ISPRA dedicato per la tipologia di veicolo interessata<sup>11</sup>;
- $Costo_{CO2} =$  Valore sociale delle emissioni di CO<sub>2</sub> [espresso in Euro/gCO<sub>2</sub>].

L'impresa distributrice rende disponibile in modo trasparente nella documentazione dell'ACB la consistenza della flotta di pronto intervento (se dedicata in via esclusiva) o - tenendo opportunamente conto di altre attività operative - per la flotta equivalente asservita a pronto intervento, il numero di interventi annui e la distanza annuale percorsa dalla flotta (ai soli fini di pronto intervento), nonché l'ipotesi e il periodo di riferimento utilizzato per ottenere le informazioni.

## **8. BP5 – Riduzione della mancata produzione rinnovabile per effetto delle interruzioni**

Il beneficio BP5 quantifica gli effetti di interruzione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili. Tale beneficio è calcolato in maniera simile a quanto descritto in precedenza per ciascuno dei benefici BP1, BP2 e BA3, considerando:

- l'energia prodotta, calcolata a partire dalle potenze medie prodotte nel periodo di riferimento per il tipo di interruzione in analisi, inclusa la potenza autoprodotta;
- una valorizzazione economica basata sul costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato ("CPTe").

Ad esempio, per l'interruzione in condizioni ordinarie (BA3):

$$BP5o = (PPRODwithout * PGwithout - PPRODwith * PG with) * Dord * CPTe$$

dove:

- $PPRODwithout$  [MW] è la potenza prodotta interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni non ordinarie (diverse dall'ondata di calore), in assenza dell'intervento;

<sup>11</sup> ISPRA, Banca dati dei fattori di emissione dei trasporti. <https://fettransp.isprambiente.it/#/>. Per veicoli commerciali leggeri il fattore è pari a 243,3 gCO<sub>2</sub>/km.

- $PPROD_{with}$  [MW] è la potenza prodotta interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni ordinarie, in presenza dell'intervento.

Il calcolo della potenza prodotta interrotta media ( $PPROD$ ) è effettuato a partire dalla potenza prelevata interrotta media ( $PP$ ) come:

$$PPROD = PP * (k-1)$$

Formule analoghe si applicano per gli impatti sulle interruzioni di autoproduzione in condizioni di ondata di calore e altre condizioni straordinarie (BP1 e BP2). Per i benefici associati a tali impatti si utilizzano gli acronimi BP5c (ondata calore) e BP5e (eventi estremi).

## 9. BP6 – Riduzione attesa di buchi di tensione severi

La quantificazione del beneficio BP6 è in corso di approfondimento.

Come approccio generale, si intende:

- identificare convenzionalmente una quota parte di utenti che risultano impattati dai buchi di tensione, poiché non tutti gli utenti sono sensibili ai buchi di tensione,
- quantificare la potenza relativa agli utenti impattati dai buchi di tensione;
- applicare le valorizzazioni dei buchi di tensione severi evitati sulla base dello studio sulle microinterruzioni condotto dal Politecnico di Milano per l'Autorità nel 2007.<sup>12</sup>

L'impresa distributrice pubblica in una sezione dedicata del piano di sviluppo la valorizzazione dei buchi di tensione severi evitati.

## 10. BP7 - Costi evitati di manutenzione straordinaria post-guasto per effetto dell'intervento

Il beneficio BP7 viene calcolato come:

$$BP7 = (G_{without} - G_{with}) * CMU_{guasto}$$

dove:

- $G$  esprime il numero di guasti attesi (tenendo conto delle condizioni di cui ai benefici BP1, BP2 e BA3) e può essere calcolato facendo riferimento alla probabilità di guasto chilometrica e al numero di km dell'intervento di sviluppo;

---

<sup>12</sup> Lo studio "Valutazione dei costi sostenuti dai clienti per microinterruzioni" è disponibile in Appendice 3 al documento per la consultazione 2 agosto 2007, n. 36/07. In estrema sintesi, il costo diretto di un evento di microinterruzione per i settori analizzati (un sottoinsieme rispetto all'intera utenza su reti in media tensione con processi sensibili alle microinterruzioni) normalizzato sulla potenza è stato quantificato mediamente nell'ordine di 3 euro/kW. Per l'eventuale utilizzo di questo valore medio, è da considerare un aggiornamento per effetto inflattivo, essendo trascorsi 18 anni da quello studio.

- $CMU_{guasto}$  è il costo di manutenzione straordinaria a seguito di guasto ed include, ad esempio, i costi di ricostruzione, di aggiornamento cartografico, georeferenziazione del giunto, capitalizzazione di costi per strumentazione, espresso in €/intervento.

L'impresa distributrice rende disponibile in modo trasparente nella documentazione dell'ACB il costo di manutenzione straordinaria post-guasto.

## 11.BP8 - Costi evitati di esercizio e manutenzione su base continuativa

Il beneficio BP8 può includere i seguenti costi evitati:

- riduzione dei consumi idrici finalizzati al raffreddamento dei trasformatori;
- taglio piante nella fascia di rispetto delle linee elettriche aeree.

Al fine di quantificare il beneficio economico correlato all'intervento, si procede alla ricostruzione dei costi sostenuti dall'impresa di distribuzione per la causa in esame. I costi storici presi a riferimento sono riferiti allo specifico asset di rete oggetto di sostituzione (ad es. costi sostenuti per il taglio piante sulla linea soggetta a interrimento). Ove ciò non fosse possibile, sono considerati i costi sostenuti per asset di rete aventi caratteristiche analoghe, motivando opportunamente le ipotesi adottate.

Nel caso i costi storici sostenuti per la causa in esame siano disponibili solo a livello aggregato (ad es. riferiti al complessivo sistema di distribuzione di una data area geografica), si deve ricostruire la quota imputabile all'asset oggetto di sostituzione specificando chiaramente le ipotesi adottate. Ad esempio, a partire dei costi totali su un periodo sufficientemente ampio (ad es. un triennio) e dai dati di consistenza complessiva della rete su cui quei costi sono sostenuti, si deduce un costo chilometrico oppure un costo per unità di un dato asset.

### Riduzione dei consumi idrici (BP8i)

La valorizzazione economica della riduzione di consumi idrici finalizzati al raffreddamento di un trasformatore è da effettuarsi tramite la seguente espressione, assumendo che l'intervento (ad es. nuovo trasformatore con differente modalità di raffreddamento) comporti l'azzeramento dell'utilizzo di acqua:

$$BP8i = Vol_{H2O} * C_{H2O}$$

dove:

- $Vol_{H2O}$  = volume annuo di acqua utilizzato per il raffreddamento del trasformatore (in assenza dell'intervento), espresso in metri cubi;
- $C_{H2O}$  = costo, espresso in € al metro cubo, di approvvigionamento e smaltimento della risorsa idrica utilizzata per il raffreddamento dei trasformatori, come indicato nelle fatture del servizio idrico relative all'ultimo triennio.

### Riduzione dei costi per taglio piante (BP8p)

La valorizzazione economica dei costi evitati per taglio piante nella fascia di rispetto delle linee elettriche aeree è effettuata secondo la seguente espressione, assumendo che, in presenza dell'intervento (ad es. interrimento di linea aerea), tale costo sia azzerato:

$$BP8p = L * C$$

dove:

- $L$  = lunghezza della linea oggetto di interrimento, espressa in km;
- $C$  = costo, espresso in € al kilometro, sostenuto per il taglio piante.

L'impresa distributrice rende disponibile in modo trasparente nella documentazione dell'ACB il costo di approvvigionamento e smaltimento della risorsa idrica e il costo chilometrico sostenuto per il taglio piante.

## 12.BP9 - Interconnessione alla rete di porzioni di rete precedentemente isolate

Questa voce di beneficio valorizza in termini monetari l'impatto legato relativo al risparmio sulla produzione di energia e sulle emissioni di CO<sub>2</sub>, grazie alla maggior interconnessione di aree isolate (e.g., isole minori o porzioni di rete montane rurali ancora non servite dalla rete elettrica).

### Effetto economico diretto (BP9g)

Il beneficio economico diretto è calcolato come:

$$BP9g = E_F * (Costo_{without} - CPTe)$$

dove:

- $E_F$  = quantità di energia elettrica fornita nell'area che viene interconnessa dall'intervento proposto, espressa in MWh;
- $Costo_{without}$  è il costo di produzione elettrica locale in assenza dell'intervento proposto;
- $CPTe$ , costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato, ha il significato indicato in precedenza per BP4g.

Il  $Costo_{pre}$  considera il solo costo variabile del gruppo elettrogeno, che si assume essere la tecnologia di generazione prima dell'interconnessione con la rete. La componente del costo associata al costo di combustibile è basata su ipotesi di scenario<sup>13</sup> e non su costi storici. L'impresa distributrice giustifica eventuali ipotesi alternative di generazione in assenza dell'intervento.

### Effetto emissivo (BP9e)

Il secondo addendo esprime il costo emissivo (evitato atteso) associato alla produzione di energia elettrica ed è determinato dal fatto che l'interconnessione evita il ricorso a gruppi elettrogeni (in grande prevalenza alimentati a diesel, si assume al 100%) con conseguente riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Tali minori emissioni, sono calcolate considerando i consumi di diesel evitati e i fattori emissivi di un generatore tipico.

$$BP9e = E_F * (FEge - FEm) * Costo_{CO2}$$

dove:

- $E_F$  ha il significato indicato in precedenza per BP9g;
- $FEge$ ,  $FEm$  e  $Costo_{CO2}$  hanno il significato indicato in precedenza per BP4eg.

---

<sup>13</sup> Le ipotesi per i costi di combustibile indicate negli scenari del TYNDP 2024 prevedono un costo del "light oil" di 11,7 Euro/GJ all'anno 2030, con un trend di leggera riduzione a 11,0 Euro/GJ al 2050, sulla base dello scenario APS (Announced Pledges) dell'International Energy Agency.

### 13. BP10 e BA 10 - Effetti della variazione attesa delle perdite di rete

#### **Variazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> per effetto della variazione attesa delle perdite di rete (BP10)**

La variazione (positiva o negativa) delle emissioni di CO<sub>2</sub> è strettamente connessa con la quantificazione delle variazioni delle perdite.

$$BP10 = \Delta_{perdite} * FEm * (Costo_{CO2} - Prezzo_{CO2})$$

dove:

- $\Delta_{perdite}$  = differenza tra la quantità di energia persa in assenza e in presenza dell'intervento, espressa in kWh;
- $FEm$  e  $Costo_{CO2}$  hanno il significato indicato in precedenza per BP4eg;
- $Prezzo_{CO2}$  è il prezzo atteso delle quote di emissioni di CO<sub>2</sub> nell'ETS Emission Trading System, espresso in Euro/gCO<sub>2</sub> definito in linea con il documento di scenari Snam Terna più recente<sup>14</sup>.

#### **Valorizzazione economica delle perdite di rete (BA10)**

La valorizzazione economica delle perdite di rete parte dal medesimo valore di variazione delle perdite come conseguenza dell'intervento già quantificato per il beneficio BP10 e valorizza l'energia al CPTE, secondo la formula seguente:

$$BA10 = \Delta_{perdite} * CPTE$$

dove:

- $\Delta_{perdite}$  ha il significato indicato in precedenza per BP10, espressa, a differenza del punto precedente, in MWh;
- $CPTE$ , costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato, ha il significato indicato in precedenza per BP4g;

L'impresa distributrice pubblica in una sezione dedicata del piano di sviluppo la metodologia (ad es. calcolo di load flow su anni orizzonte o su rete attuale e relativa modalità di identificazione dei parametri della rete e dell'utenza) utilizzata per il calcolo delle perdite.

### 14. BP11 – Riduzione attesa dei distacchi di energia da fonte rinnovabile per effetto di variazioni di tensione

Il presente beneficio BP11 propone la valorizzazione economica e delle emissioni evitate dell'energia prodotta da impianti di produzione da fonti rinnovabili (FER) non immessa, a causa del distacco

---

<sup>14</sup> Nel "Documento di descrizione degli scenari 2024", il prezzo della CO<sub>2</sub> è pari a 95 Euro/t fino al 2030 e 100 Euro/t a partire dal 2035 e per gli anni successivi.

dell'impianto di produzione per tensioni di rete elevate, che avviene tipicamente sulle reti in bassa tensione.

#### **Effetto economico diretto dei mancati distacchi (BP11g)**

La formulazione ad oggi individuata stima l'energia non immessa, considerando un valore di ore equivalenti annue per cui gli impianti di generazione, connessi alla porzione di rete le cui tensioni sono modificate dall'intervento, non possono immettere energia in rete a causa della tensione elevata e assume che a seguito dell'intervento non vi siano più distacchi.

$$BP11g = P_{FER} * f * hd * CPT E$$

dove:

- $P_{FER}$  è la potenza da fonte rinnovabile connessa alla porzione di rete (tipicamente in bassa tensione) oggetto di tensioni elevate nell'anno in analisi, espressa in MW;
- $f$  è un coefficiente moltiplicativo, uguale a 1 o inferiore, che identifica la potenza connessa oggetto di distacchi rispetto al totale della potenza connessa;
- $hd$  è il numero di ore annue equivalenti a piena produzione di mancata produzione per distacco dell'inverter della produzione rinnovabile per effetto delle tensioni elevate;
- $CPT E$ , costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato, ha il significato indicato in precedenza per BP4g.

Nel caso in cui in presenza dell'intervento vi siano distacchi residui viene computato un differenziale di ore di distacco  $hd$ , in assenza e in presenza dell'intervento oppure un differenziale di coefficienti  $f$  di potenza oggetto di distacco, a seconda di quale sia l'impatto atteso dell'intervento.

La potenza da fonte rinnovabile connessa è determinata tenendo conto delle ipotesi di scenario relative allo sviluppo della generazione, utilizzando un approccio omotetico di distribuzione nella rete, salvo approcci differenti debitamente motivati dall'impresa distributrice.

L'impresa distributrice pubblica in una sezione dedicata del piano di sviluppo le ipotesi di penetrazione di generazione su rete MT e su rete BT. L'impresa distributrice rende disponibili in modo trasparente nella documentazione dell'ACB e motiva le ipotesi adottate per il coefficiente  $f$  e per le ore di distacco  $hd$ .

#### **Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> per effetto dei mancati distacchi (BP11e)**

La maggiore integrazione di produzione da FER grazie all'intervento che ne annulla o riduce i distacchi per variazioni di tensione, oltre al beneficio economico, produce un impatto positivo in termini di emissioni evitate. La quantificazione di quest'ultimo si basa sulla stima dell'energia evitata del generatore marginale e sostituita da FER grazie all'intervento.

La formula è:

$$BP11e = P_{FER} * f * hd * FE_m * (CostoCO2 - PrezzoCO2)$$

dove:

- $P_{FER}$ ,  $f$  e  $hd$  hanno il significato indicato in precedenza per BP11g, con la differenza che  $P_{FER}$  è espresso in kW;
- $FE_m$  ha il significato indicato in precedenza per BP4eg.
- $CostoCO2$  ha il significato indicato in precedenza per BP4eg;
- $PrezzoCO2$  ha il significato indicato in precedenza per BP10.

## 15.BP12 – Riduzione attesa della saturazione delle immissioni di energia da fonte rinnovabile

Il beneficio BP12 si concentra sulla valutazione dell'energia non immessa dagli impianti di produzione a causa della saturazione degli asset oggetto dell'intervento. Per valutare la possibile saturazione degli asset, è necessario considerare sia l'aumento della generazione distribuita che del carico.

La potenza da fonte rinnovabile connessa è determinata tenendo conto delle ipotesi di scenario relative allo sviluppo della generazione, utilizzando un approccio omotetico di distribuzione nella rete, salvo approcci differenti debitamente motivati dall'impresa distributrice.

Il beneficio BP12 riflette le possibili saturazioni (sia in logica di sicurezza c.d. N-1, sia in logica di sicurezza N, sulla base dei criteri di pianificazione adottati dall'impresa distributrice) in tre tipologie di asset:

- Trasformatore di cabina primaria (BP12t);
- Linea/cavo in media tensione (BP12mt);
- Cabina secondaria (BP12cs).

### Effetto economico diretto (BP12s)

Confrontando puntualmente la potenza istantanea stimata per l'anno *i*-esimo con la potenza nominale dell'asset oggetto di intervento, è possibile determinare le ore in cui si verifica la saturazione dello stesso e calcolare l'energia "in overload", che viene utilizzata nella seguente formula:

$$BP12s = \Delta EI_{overload} * CPT E$$

dove:

- $\Delta EI_{overload}$  è la sommatoria per tutte le ore dell'anno della potenza eccedente i vincoli di pianificazione utilizzati (ad esempio la soglia di carico del trasformatore di cabina primaria), come differenziale tra il caso in assenza dell'intervento e il caso in presenza dell'intervento, espressa in MWh;
- *CPT E*, costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato, ha il significato indicato in precedenza per BP4g.

L'impresa distributrice pubblica in una sezione dedicata del piano di sviluppo le ipotesi adottate per le soglie di massimo carico (in funzione della potenza nominale) per trasformatori, linee e cavi MT, cabine secondarie.

Ulteriori dettagli sulle modalità di calcolo per ciascuna componente di beneficio sono forniti nella successiva descrizione delle componenti del beneficio BP13.

### Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> per effetto dei minori vincoli all'immissione (BP12e)

La maggiore integrazione di produzione da FER, oltre al beneficio economico, produce un impatto positivo in termini di emissioni evitate. La quantificazione del BP12e si basa sulla stima dell'energia evitata del generatore marginale e sostituita da FER grazie all'intervento.

La formula è:

$$BP12e = \Delta EI_{overload} * FE_m * (CostoCO2 - PrezzoCO2)$$

dove:

- $\Delta EI_{overload}$  ha il significato indicato in precedenza per BP12, ma è espresso in kWh;
- $FE_m$  ha il significato indicato in precedenza per BP4eg;
- $CostoCO2$  ha il significato indicato in precedenza per BP4eg;
- $PrezzoCO2$  ha il significato indicato in precedenza per BP10.

## 16.BP13 - Riduzione attesa della saturazione dei prelievi di energia

Il beneficio BP13 si concentra sulla valutazione dell'energia non prelevata dagli impianti di consumo a causa della saturazione (in prelievo) degli asset impattati dall'intervento in analisi.

Per valutare la possibile saturazione degli asset, è necessario considerare sia l'aumento della generazione distribuita che del carico.

Il beneficio BP13 riflette le possibili saturazioni in tre tipologie di asset:

- Trasformatore di cabina primaria (BP13t);
- Linea/cavo in media tensione (BP13mt);
- Cabina secondaria (BP13cs).

Confrontando puntualmente la potenza oraria (o quartoraria) stimata con la soglia di potenza per l'asset oggetto di intervento, è possibile determinare le ore in cui si verifica la saturazione dello stesso e calcolare l'energia "in *overload*", che viene utilizzata nella seguente formula:

$$BP13 = \Delta EP_{overload} * VFLEX$$

dove:

- $\Delta EP_{overload}$  è la sommatoria per tutte le ore dell'anno della potenza eccedente i vincoli di pianificazione utilizzati (ad esempio la soglia di carico del trasformatore di cabina primaria), come differenziale tra il caso in assenza dell'intervento e il caso in presenza dell'intervento espressa in MWh;
- $VFLEX$  è il Value of Flexibility, espresso in Euro/MWh.

L'impresa distributrice pubblica in una sezione dedicata del piano di sviluppo le ipotesi adottate per le soglie di massimo carico (in funzione della potenza nominale) per trasformatori, linee e cavi MT, cabine secondarie e la granularità temporale adottata per l'analisi del beneficio (quarto d'ora oppure ora).

La stima del dato storico di potenza transitante (preliminarmente all'applicazione della crescita attesa di carico e generazione) può essere effettuata utilizzando misure effettive per utenti MT e utenti BT sopra specifiche soglie (ad esempio 55 kW), mentre per gli altri utenti BT (in particolare per gli utenti domestici) possono essere utilizzate stime sul prelievo medio.

### Nel caso BP13t (saturazione a livello del trasformatore di cabina primaria):

Al fine di valorizzare il beneficio BP13t, si quantifica l'energia che gli attuali impianti primari a servizio dell'area non sarebbero in grado di fornire durante i primi 25 anni di vita del nuovo asset.

L'analisi parte da uno studio della curva quartoraria dei trasformatori AT/MT che servono gli utenti interessati dall'intervento. All'ultima curva quartoraria disponibile viene applicato lo scenario di crescita dei consumi locali e per ciascun quarto d'ora viene fatto un confronto con il massimo valore di energia erogabile dall'asset attualmente installato.

Per i quarti d'ora in cui l'energia richiesta sarebbe maggiore dell'energia fornibile dall'asset attualmente in esercizio, si conteggia l'energia eccedente.

- Indicazioni sulla soglia di massimo carico (N-1) per trasformatore di cabina primaria, tenendo conto della controalimentabilità in caso di guasto (tra 50% a 65% nel caso di due trasformatori di pari potenza; 65-66% per tre trasformatori; 65-75% per quattro trasformatori)

### **Nel caso BP13mt (saturazione a livello di linea/cavo MT):**

In particolare, per ciascuna linea di media tensione beneficiaria dell'intervento viene identificata la curva di carico annuale attesa negli scenari di carico futuri a partire da:

- la curva di carico attuale;
- la previsione di incremento percentuale dei consumi attesa.

A partire dalla curva di carico attesa vengono identificati gli intervalli temporali (in termini di quarti d'ora annui o di ore annue) di "overload", nei quali l'energia che la linea di media tensione dovrà erogare supera il massimo grado di caricabilità in esercizio continuativo delle linee MT.

La soglia di corrente utilizzata per la taratura alla partenza linea MT (in cabina primaria o al centro satellite), con trasparenza sul criterio di *derating* utilizzato per la definizione della soglia:

- soglia di taratura a rete integra (es. 90%), necessità di un'azione che risolva la condizione mediante redistribuzione carico o potenziamento rete;
- soglia di controalimentabilità (es. 60%), necessità di un'azione che risolva questa condizione mediante la disponibilità di una ulteriore controalimentante MT.

Opzione semplificata: trattare un'intera linea/cavo MT come iso-portata e confrontare la stima di potenza transitante con un riferimento di corrente.

Opzione dettagliata: analizzare più tratte di linea/cavo MT confrontando puntualmente le stime di potenza (analizzando puntualmente le misure di prelievi degli utenti BT e MT fino all'opzione massima che porta a stimare i transiti attesi per ciascuna cabina secondaria o utente MT).

### **Nel caso BP13cs (saturazione a livello di trasformazione di cabina secondaria):**

Il calcolo viene effettuato a partire dai volumi (storici) di energia distribuita dalle cabine secondarie, misurati o ricostruiti mediante stime.