

**INTERCONNECTOR S. GIACOMO PROJECT
(Investimento 31.642 del TYNDP 2016 di ENTSO-E)**



Indice

1	SCOPO	3
2	RIFERIMENTI DOCUMENTALI	3
3	IL PROGETTO	4
4	ANALISI DEI BENEFICI	5
4.1	PREMESSA	5
4.2	STRUMENTI DI SIMULAZIONE	7
4.3	STIMA DEI BENEFICI	8
4.3.1	Variazione (incremento) del socio economic welfare (SEW) - (B1)	8
4.3.2	Variazione (riduzione) dell'energia non fornita attesa - (B3)	9
4.3.3	Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) calcolata mediante simulazioni di rete (congestioni a livello locale) - (B5)	10
4.3.4	Variazione (riduzione) delle esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO ₂ , ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nel beneficio B1 mediante il prezzo della CO ₂ per tenere conto di un eventuale differente valore delle emissioni per la società - (B18)	10
4.3.5	Variazione (riduzione) degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO ₂ né gas effetto serra, quali ad esempio ossidi di zolfo e ossidi di azoto (B19).....	11
4.3.1	Incremento della capacità d'interconnessione o di trasporto tra sezioni della rete, in termini di MW (I21)	13

1 SCOPO

Il presente documento rappresenta le valutazioni elaborate da Terna riguardo l'analisi dei benefici del collegamento di Interconnessione Italia – Svizzera, denominato “All’Acqua-Pallanzeno-Baggio”; il presente documento completa ed integra le analisi dei benefici riportate nel *Ten Year Development Plan 2016 (TYNDP2016, www.entso-e.eu)* relativamente all'investimento 31.642 rappresentando anche i benefici aggiuntivi valutati in conformità alla metodologia Analisi Costi Benefici 2.0, nel seguito denominata **ACB 2.0**, per la valutazione delle infrastrutture della rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN), definita con deliberazione 627/2016 dell’Autorità per l’Energia Elettrica, il Gas ed il Settore Idrico.

La metodologia denominata ACB 2.0 persegue tra l’altro i seguenti obiettivi:

- migliorare la trasparenza e la completezza delle informazioni alla base delle analisi tecnico-economiche degli interventi di sviluppo della RTN;
- assicurare la consistenza e la solidità delle valutazioni degli interventi effettuate dal gestore del sistema di trasmissione;
- promuovere la selettività degli investimenti da parte del gestore del sistema di trasmissione e da parte dell’Autorità;
- monetizzare, ove fattibile e rilevante, ciascun beneficio associato a ciascun intervento di sviluppo analizzato;
- porre attenzione alla riduzione dei costi sostenuti dagli utenti del sistema elettrico e all’utilità degli interventi per il sistema elettrico italiano;
- fornire elementi per lo sviluppo e il funzionamento di meccanismi di incentivazione selettiva degli investimenti.

Il progetto Interconnector Italia – Svizzera, denominato S. Giacomo Project

- si inquadra nell’ambito dei progetti previsti da legge 99/09 che prevede la realizzazione di un ulteriore aumento della capacità di trasporto con l’estero. La Legge, infatti, introduce la tipologia degli *interconnector* finanziati da clienti finali (titolari di punti di prelievo con potenza superiore a 10 MW) ammessi a partecipare alle gare di selezione per il finanziamento di linee di interconnessione individuate, realizzate ed esercite, su mandato, da Terna;
- è incluso nel Piano di Sviluppo di Terna ed avviato in autorizzazione in data 3 Ottobre 2012; è altresì incluso nel Piano di Sviluppo del gestore di Rete Svizzero (Swissgrid) dove si riporta che *“la doppia linea da 380 kV sul lato svizzero tra Airolo in Ticino fino al confine nazionale italiano è quindi già stata realizzata”*.

2 RIFERIMENTI DOCUMENTALI

Si riportano di seguito i principali riferimenti documentali:

- Regolamento (CE) 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- Posizione di ACER del 30 gennaio 2013 in materia di ENTSO-E Guideline to Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects;

- Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile;
- Opinione di ACER 01/2014 del 30 Gennaio 2014 on the ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects;
- la metodologia di analisi costi benefici “ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects FINAL- Approved by the European Commission 5 February 2015”;
- Documento di descrizione degli scenari ENTSO-E “TYNDP 2016 Scenario Development Report – Final after public consultation - 3 November 2015”;
- Opinione di ACER 12/2016 del 4 ottobre 2016 sullo schema di documento “TYNDP 2016 Scenario Development Report”;
- Ten Year Development Plan 2016, www.entso-e.eu
- Deliberazione dell’Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL ed relativo Allegato A;
- Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale 2017, www.terna.it
- “Costs of air pollution from European industrial facilities 2008-2012” pubblicato nel Nov 2014 (<https://www.eea.europa.eu/publications/costs-of-air-pollution-2008-2012>)
- CO2 evaluation Stockholm Environmental Institute, 2016 (http://www.eib.org/attachments/thematic/economic_appraisal_of_investment_projects_en.pdf)

3 II PROGETTO

In attuazione dell’art.32, della Legge n.99/2009 del 23 luglio 2009 “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia” e della Legge n. 41/2010 del 22 marzo 2010 " convertita in legge, con modificazioni, dal decreto-legge 25 gennaio 2010, n. 3, recante misure urgenti per garantire la sicurezza di approvvigionamento di energia elettrica nelle isole maggiori", Terna – assieme agli altri Gestori di rete confinanti – ha vagliato la possibilità di definire nuovi possibili corridoi elettrici di interesse comune “ nella forma di Interconnector ai sensi del regolamento (CE) n.1228/2003, nonché le necessarie opere di decongestionamento interno della Rete di Trasmissione Nazionale.

Nell’ambito delle collaborazioni bilaterali con i gestori di rete confinanti, l’interconnessione “S. Giacomo Project” sulla frontiera Italia - Svizzera è stata identificata come una delle direttrici elettriche preferenziali per realizzare progetti di incremento della capacità di trasporto.

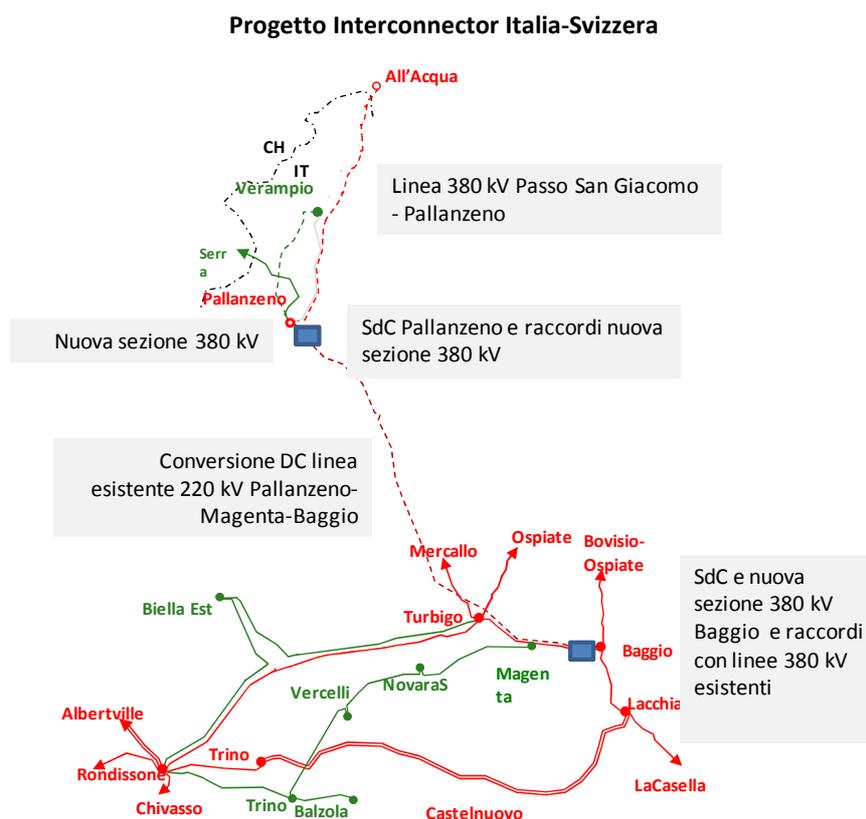
Il progetto è stato incluso nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale a partire dall’edizione 2010 ed è stato avviato in iter autorizzativo in data 9 Marzo 2012. Similmente l’intervento è tra gli interventi previsti da Swissgrid, cfr sito www.swissgrid.ch”.

Sul territorio Italiano il progetto si compone di:

- una parte iniziale costituita da un elettrodotto in semplice terna 380 kV che a partire dal sopra citato punto di confine raggiungerà l’area di Pallanzeno; ivi si attesterà alla nuova sezione 380 kV da realizzare ampliando la SE esistente. L’elettrodotto nel tratto iniziale, sarà realizzato sulla stessa palificata in doppia terna del progetto di variante all’elettrodotto esistente 220 kV All’Acqua – Ponte, al momento in autorizzazione nell’ambito del c.d. intervento di “Razionalizzazione della rete AT della Val Formazza”;

- una seconda parte delle opere dell'Interconnector, è associata al potenziamento della capacità di trasporto della direttrice esistente 220 kV tra le SE di Pallanzeno – Magenta - Baggio, ottenuto mediante trasformazione dell'attuale asset in una linea in corrente continua di tensione nominale compresa tra ± 300 kV e ± 350 kV, sfruttando ove possibile l'infrastruttura esistente.

Si rappresenta di seguito lo schema elettrico.



Le analisi di seguito riportate fanno riferimento al solo investimento 31.642 del TYNDP 2016 di ENTSO-E, vale a dire al collegamento Interconnessione Italia – Svizzera denominato “S. Giacomo Project”.

4 ANALISI DEI BENEFICI

4.1 Premessa

I benefici del progetto 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 analisi per il calcolo dei benefici sono effettuate in generale sui singoli interventi confrontando il comportamento del sistema in assenza ed alla presenza di ciascun intervento nello scenario di riferimento

all'anno orizzonte considerato; in tale scenario di riferimento (caso base) sono inclusi in partenza tutti gli interventi la cui entrata in servizio è pianificata nel medesimo orizzonte temporale.

Da tale scenario 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).

Il progetto è incluso nel *Ten Year Development Plan 2016*; si riporta di seguito per completezza di informazione le valutazioni pubblicate.

TYNDP 2016 – Investimento 31.642 –S. Giacomo Project ¹

General CBA Indicators	
Delta GTC contribution (2020) [MW]	IT-CH: 600 CH-IT: [1000 ; 1100]
Delta GTC contribution (2030) [MW]	IT-CH: 750 CH-IT: 750

e

Scenario specific CBA indicators	EP2020	Vision 1	Vision 2	Vision 3	Vision 4
B1 SoS (MWh/yr)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
B2 SEW (MEuros/yr)	40 ±< 10	10 ±10	30 ±20	<10	10 ±10
B3 RES integration (GWh/yr)	<10	<10	<10	<10	30 ±20
B4 Losses (GWh/yr)	50 ±25	-25 ±25	-25 ±25	25 ±25	25 ±25
B4 Losses (Meuros/yr)	2 ±1	-2 ±2	-1 ±1	1 ±2	1 ±2
B5 CO2 Emissions (kT/year)	1000 ±70	300 ±100	400 ±300	±100	-300 ±100

Si evidenzia inoltre che, come riportato nel TYNDP 2016, il calcolo dei benefici associati ai progetti relativi alla frontiera nord italiana dipende dalla sequenzialità con cui è stata dichiarata dai rispettivi promoter la data di entrata in esercizio, e riporta benefici maggiori per i progetti che vengono realizzati per primi.

In altri termini, un'analisi in cui fossero considerati in servizio i soli progetti di interconnessione sulla frontiera Nord oggi in realizzazione il beneficio dell'investimento 31.642 interconnector Italia-Svizzera in termini di Socio-Economic-welfare (SEW) risulterebbe:

Socio Economic Welfare – aggiornamento rispetto al TYNDP 2016

	Vision 1	Vision 2	Vision 3	Vision 4
SEW (M€/anno)	37	62	29	31

Ai fini del presente studio, gli scenari di sviluppo utilizzati sono quelli riportati nel Piano di Sviluppo 2017 di Terna e coerenti con gli scenari Vision1 e Vision 3 del TYNDP 2016 di ENTSO-e, cfr. **Piano di Sviluppo 2017** - (www.terna.it) con i seguenti aggiornamenti sul Sistema elettrico Nazionale:

- *domanda*: aggiornata sulla base del trend di evoluzione nazionale che porta ad una lieve contrazione nello scenario denominato V1 e sensibilmente più alti nel V3 rientrando comunque

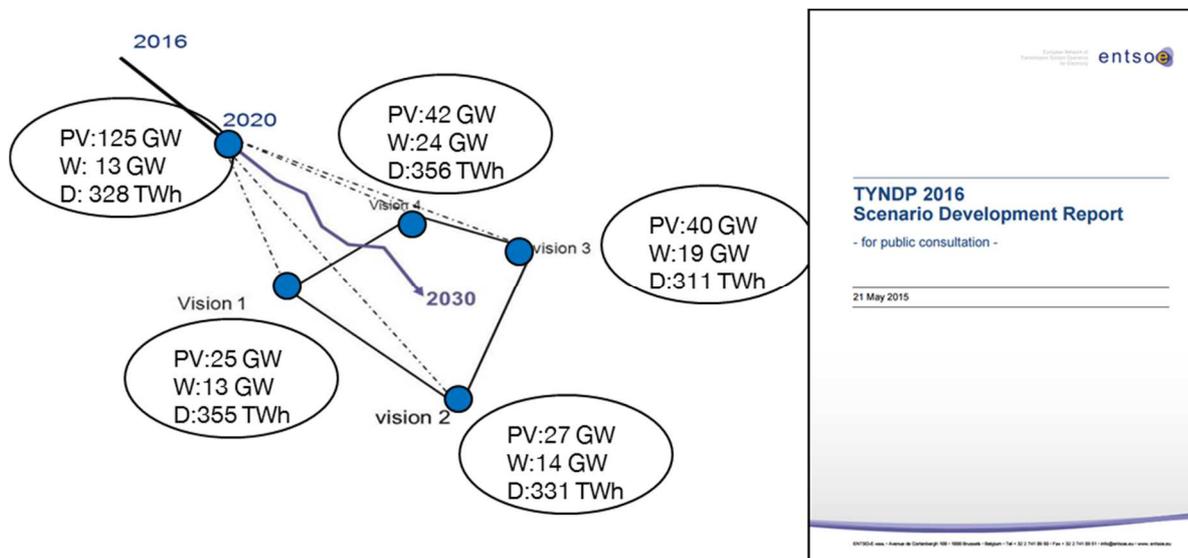
¹ Gli ulteriori investimenti contenuti nel Progetto 31 del TYNDP 2016 di ENTSO-E contribuiscono in maniera trascurabile ai fini del calcolo della GTC del cluster, che coincide quindi con quella dell'investimento 31.642.

nel “perimetro di fabbisogno delineato da ENTSO-E (V1: 351 TWh; V2: 331 TWh; V3: 311 TWh; V4: 356 TWh)

- *parco di generazione termoelettrico*: relativamente al parco termico italiano lo scenario è allineato alle più recenti previsioni che tengono conto del progressivo decommissioning registrato dal 2012 al 2016 pari a circa 15 GW.

Le assunzioni fatte sul sistema Italia di fatto portano ad un allineamento della Vision 3 e Vision 4 i cui risultati in termini di benefici di sistema possono pertanto essere equiparati.

TYNDP 2016 – Vision1, Vision, 2, Vision3 e Vision 4 sistema Italia



4.2 STRUMENTI DI SIMULAZIONE

Nell’ambito delle analisi costi benefici gli strumenti generalmente utilizzati per le simulazioni possono essere ricompresi in due categorie principali:

- strumenti per le simulazioni di rete,
- strumenti per le simulazioni di mercato.

Per i primi, lo strumento di simulazione di rete deterministico utilizzato è **SPIRA** (“Sistema di Pianificazione Reti di Alta tensione”): strumento per la pianificazione del sistema elettrico con finalità di:

- ✓ analisi dei flussi di carico AC/DC tramite LF;
- ✓ dispacciamento ottimo dei flussi di potenza attiva e reattiva e della generazione in presenza di vincoli di rete - OPF;
- ✓ valutazione dei disturbi flicker e della propagazione delle armoniche tensione/corrente;
- ✓ valutazioni di Corto circuito.

Lo strumento per le simulazioni di rete di tipo probabilistico utilizzato è **GRARE**: applicativo per l’analisi affidabilistica dei sistemi elettrici, integrato nel software SPIRA che adotta un metodo probabilistico Monte

Carlo catturando migliaia di possibili configurazioni del Sistema (determinate in maniera aleatoria), in base alle quali applica politiche di esercizio: Unit Commitment (UC) settimanale, basato su unità disponibili ed il loro specifico costo medio, sulla necessità di preservare margini di riserva rotante di Sistema e di Area, tenendo in conto i limiti al scambio tra aree contigue; esegue un re-Dispacciamento Ottimo ed eventuale Load-Shedding per Risolvere problemi di sovraccarico.

Lo strumento utilizzato per le simulazioni di mercato è il **PROMED**: tool in grado di valutare le dinamiche di mercato per la valutazione del Social Economic Welfare (SEW) e relative componenti, individuare le esigenze di sviluppo rete e la priorità degli investimenti, integrando esigenze di mercato con vincoli tecnici e ambientali.

Gli strumenti utilizzati ai fini dei seguenti calcoli sono gli stessi riconosciuti ed adottati in ambito ENSTO-E ai fini delle valutazioni dei Report Mid Term Adequacy Forecast e Ten Year Development Plan.

4.3 Stima dei Benefici

4.3.1 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).

Nelle valutazioni 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 offrono sul mercato prezzi tali da evitare perdite economiche e ottengono un ricavo maggiore o uguale ai costi variabili di generazione.

Il Total Surplus permette di:

- individuare le variazioni di welfare di ciascuna zona di mercato² rappresentata nel modello;
- identificare le variazioni del beneficio dell'intervento di sviluppo di rete distintamente per consumatori³ 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 scambio tra le zone di mercato che l'intervento determina.

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

²Tale 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.

³ Ossia i soggetti che adesso in Italia sopportano il costo delle infrastrutture di trasmissione.

L'analisi fornisce direttamente la valorizzazione economica dell'indicatore (M€/anno) ed è monetizzato nelle stesse modalità di cui al TYNDP 2016.

Si riportano di seguito i benefici calcolati negli scenari 2025 e 2030 sia per la Vision 1 che per la Vision 3.

Socio Economic Welfare (B1) Vision 1 e Vision 3

	Socio Economic Welfare EUROPA [M€]
Vision V1 2025 (1000 MW)	56,6
Vision V1 2030 (750 MW)	30
Vision V3 2025 (1000 MW)	24,9
Vision V3 2030 (750 MW)	16,8

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

Per quanto riguarda la valutazione dei benefici in termini di riduzione del rischio di energia non fornita (ENF) correlati alla realizzazione di nuovi interventi di sviluppo, si richiamano di seguito i due approcci adottati.

Tipicamente per porzioni di reti estese si eseguono simulazioni di tipo probabilistico che analizzano numerose situazioni probabili.

Nell'analisi N-1 con simulazioni probabilistiche, al verificarsi di un sovraccarico >100%, laddove nessuna azione di dispacciamento è disponibile, il simulatore effettua una riduzione lineare del carico fino a riportare al 100% l'impegno dell'elemento sovraccarico.

La riduzione lineare del carico determina il valore della Potenza non fornita (P_{NF}).

Tutti gli N-1 simulati nell'analisi N-1 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.

L'analisi fornisce il valore in energia non fornita attesa media, valorizzata nelle modalità di cui all'Allegato A della Deliberazione n. 627/16 (art 12.9).

Riduzione Energia non fornita attesa media (B3a)

Energia non servita evitata	MWh	M€/[anno]
	909	36,4

4.3.3 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 è classificata a livello locale, nelle ore in cui la generazione rinnovabile deve essere ridotta al fine di evitare sovraccarichi, a causa delle congestioni/limitazioni presenti sulla rete, in particolare quella di sub-trasmissione.

Le limitazioni alla produzione di energia rinnovabile dovute ai vincoli di sicurezza locali, in altre parole la riduzione del rischio di Over Generation (OG), si possono quantificare nei due modi seguenti:

- mediante simulazioni probabilistiche **(B5A)**;
- attraverso simulazioni deterministiche con load-flow statico **(B5B)**.

Le simulazioni forniscono il valore complessivo annuo di OG evitata (MWh/anno) nel caso di simulazioni probabilistiche o il valore di maggiore integrazione di capacità FER (MW) in caso di simulazioni deterministiche.

L'analisi fornisce il valore medio di Over Generation evitata valorizzata così come previsto della Deliberazione 627/16.

Over Generation media evitata (B5a)

OG – B5A	MWh	M€/[anno]
	695.09	41.7

4.3.4 Variazione (riduzione) delle esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO₂, ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nel beneficio B1 mediante il prezzo della CO₂ 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 CO₂, 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 di CO₂ è conseguibile attraverso:

- la variazione del mix produttivo, a favore d'impianti termoelettrici più efficienti o alimentati da fonti rinnovabili, conseguente alla realizzazione di un intervento di sviluppo volto a ridurre o risolvere congestioni di rete sia interzonali (incremento i limiti di scambio 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.

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

Gli impatti relativi a interventi di sviluppo che incrementano il limite di scambio tra zone di mercato è valutato attraverso simulazioni di mercato in grado di calcolare la variazione dei volumi annui (MWh/anno) di energia prodotta per ciascuna tipologia d'impianto.

Gli impatti relativi a interventi di sviluppo intrazonale, il cui impatto incide sui volumi del mercato MSD, il beneficio terrà conto del nuovo dispacciamento degli impianti di produzione e del nuovo mix produttivo.

I volumi di energia dovuti al nuovo mix produttivo o a una riduzione delle perdite sono convertiti nel corrispondente valore di minore emissione di CO₂ (ton/anno), utilizzando coefficienti di emissione specifici di ciascuna tecnologia di generazione.

L'analisi fornisce il valore di emissione (kton/anno) ed è monetizzato al valore [€/kton] valutato nel **Stockholm Environmental Institute, 2006**

Riduzione delle esternalità negative associate alla CO2 (B18)

Vision	CO2 evitata	
	[Mt/anno]	M€
V1_2025	1,93	57,94
V3_2025	1,70	62,78
V1_2030	1,40	46,14
V3_2030	0,91	16,39

4.3.5 Variazione (riduzione) degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO₂ né gas effetto serra, quali ad esempio ossidi di zolfo e ossidi di azoto (B19)

Questo indicatore misura il beneficio per il sistema Italia derivante dalla riduzione delle emissioni d'inquinanti quali ad esempio NO_x, SO₂, PM_{2,5} e PM₁₀, 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 d'impianti termoelettrici più efficienti o alimentati da fonti rinnovabili, conseguente alla realizzazione di un intervento di sviluppo volto a ridurre o risolvere congestioni di rete sia interzonali (incremento i limiti di scambio 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.

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

Gli impatti relativi a interventi di sviluppo che incrementano il limite di scambio tra zone di mercato è valutato attraverso simulazioni di mercato in grado di calcolare la variazione dei volumi annui (MWh/anno) di energia prodotta per ciascuna tipologia d'impianto.

Gli impatti relativi a interventi di sviluppo intrazonale, il cui impatto incide sui volumi del mercato MSD, il beneficio terrà conto del nuovo dispacciamento degli impianti di produzione e del nuovo mix produttivo.

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(ton/anno), utilizzando coefficienti di emissione specifici di ciascuna tecnologia di generazione.

L'analisi fornisce il valore di emissione (kton/anno) ed è monetizzata in accordo a quanto valutato nel **Costs of air pollution from European industrial facilities 2008–2012, EEA**.

Riduzione delle esternalità negative diverse da Co2 (B19)– scenario 2025 e scenario 2030

		NOx		SO2 evitata		CO evitata		PM10		di cui PM2.5	
Vision	M€ esternalità negative	[Mt/anno]	M€	[Mt/anno]	M€	[Mt/anno]	M€	[Mt/anno]	M€	[Mt/anno]	M€
V1_2025	17,64	0,89	13,71	0,12	3,53	0,24	0,00	0,004	0,06	0,00	0,33
V3_2025	15,45	0,79	12,24	0,11	3,21	0,19	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00
V1_2030	11,18	0,63	9,65	0,05	1,40	0,17	0,00	0,001	0,02	0,00	0,11
V3_2030	6,58	0,41	6,35	0,01	0,23	-	-	-	-	-	-

4.3.1 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, variando opportunamente le condizioni al contorno, fino al raggiungimento del limite per la sicurezza N-1.

In esito agli studi di rete effettuati di concerto con gestori di rete confinanti l'incremento di capacità di trasporto è stimata pari a

Incremento Capacità di scambio	Svizzera -> Italia	Italia -> Svizzera
Scenario 2020	1000	1000
Scenario 2030	750	750

E' bene rappresentare che in assenza del collegamento Interconnector Italia – Svizzera (Investimento 31.642 del TYNDP 2016 di ENTSO-E il target di capacità di interconnessione minima pari al 10 % della capacità di produzione installata sarebbe ampiamente disatteso nell'anno orizzonte 2030 negli scenari V3 e V4.

Si riportano di seguito i target di capacità di interconnessione [GW] negli scenari del TYNDP 2016 di ENTSO-E.

Target di capacità di interconnessione negli scenari del TYNDP 2016 di ENTSO-E[GW]

2030 V1	2030 V2	2030 V3	2030 V4
13	12	15	16