

2026

**Nuova Interconnessione Italia – Austria
(Le Cave – Ahrental) in sinergia con le
infrastrutture di trasporto ferroviario lungo
l’asse del Brenner Base Tunnel (BBT)**

Aprile 2026



“ Terna investe per lo sviluppo dell'Italia

Assicuriamo la sicurezza energetica e l'equilibrio tra domanda e offerta di elettricità 24 ore su 24, mantenendo il sistema affidabile, efficiente e accessibile a tutti.

Investiamo e innoviamo ogni giorno per sviluppare una rete elettrica in grado di integrare l'energia prodotta da fonti rinnovabili, collegando sempre meglio le diverse aree del Paese e rafforzando le interconnessioni con l'estero, con un approccio sostenibile e attento alle esigenze dei territori e delle persone con cui lavoriamo. ”

MISSION

“ Siamo dietro l'energia che usi ogni giorno

Abbiamo la responsabilità di garantire la continuità del servizio elettrico, condizione indispensabile perché l'elettricità arrivi in ogni istante a case e imprese in Italia.

Assicuriamo a tutti parità di accesso all'elettricità e lavoriamo per consegnare energia pulita alle generazioni future. ”

PURPOSE

“ Pensiamo al futuro dell'energia

Ci impegniamo per un futuro alimentato da energia pulita, favorendo nuovi modi di consumare e di produrre basati sempre più sulle fonti rinnovabili per raggiungere gli obiettivi di una transizione energetica che sia equa e inclusiva, anche riducendone i costi.

Grazie alla nostra visione d'insieme del sistema elettrico e alle nuove tecnologie digitali, guidiamo il percorso del Paese verso l'azzeramento delle emissioni di gas serra al 2050, in linea con i target climatici europei. ”

VISION



Indice

1	Executive Summary	4
2	Esigenza di incremento di Capacità di trasporto alla frontiera con l’Austria	7
	2.1 Overview sui progetti di interconnessione esistenti e pianificati sulla frontiera Italia – Austria	8
3	Progetto Brenner Base Tunnel (BBT)	9
	3.1 Descrizione generale della Galleria di Base del Brennero	9

4	Interconnessione elettrica Italia-Austria	10
	4.1 Consistenze cunicolo esplorativo	10
	4.2 Soluzione per la posa dei cavi elettrici	11
5	Valutazioni economiche preliminari	13
	5.1 Ipotesi alla base dell'ACB	13
	5.2 Stima dei benefici	13
	5.3 Stima dei costi	14
	5.4 Risultati ACB: perimetro Europa	15
	5.5 Risultati ACB: perimetro Italia	17



1 Executive Summary

Il presente documento riporta la proposta di integrazione del Piano di Sviluppo 2025 (PdS25), finalizzata a sottoporre alla valutazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) e del Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) l’intervento di sviluppo “Interconnessione Italia – Austria in sinergia con le infrastrutture di trasporto ferroviario”, che, nel PdS25, era classificato come “Ipotesi di sviluppo allo studio”, nel fascicolo 5 “Esigenze di sviluppo: nuovi progetti” al paragrafo 5.2 “Interconnessioni allo studio”.

Il progetto, nato come iniziativa congiunta tra Terna S.p.A., il TSO Austriaco (Austrian Power Grid - APG) e la società BBT SE (Brenner Base Tunnel Societas Europaea), prevede la realizzazione di un elettrodotto in cavo a 380 kV in corrente alternata, con una capacità nominale pari a 600 MVA, sfruttando come sede principale il cunicolo esplorativo relativo all’infrastruttura ferroviaria BBT (Brenner Base Tunnel), galleria indipendente rispetto alle due principali della linea ferroviaria AC/AV e per questo idonea ad accogliere i cavidotti e le predisposizioni necessarie alla futura interconnessione. Il collegamento sarà connesso alla rete italiana tramite la nuova stazione di Le Cave, situata nei pressi dell’uscita del tunnel di accesso di Mules, mentre sul lato austriaco farà riferimento alla nuova stazione di Ahrental, collocata in prossimità dell’uscita del tunnel di accesso di Ahrental. Tale configurazione permette di massimizzare la sinergia tra le due opere, elettrica e ferroviaria, e di minimizzare l’impatto territoriale ed ambientale, sfruttando un’infrastruttura già in corso di realizzazione.

L’integrazione del Piano di Sviluppo 2025, consentita dall’articolo 36 comma 12 del d.lgs. 93/2011, si rende necessaria e non ulteriormente differibile alla luce dei seguenti elementi.

Il confine Italia-Austria è un territorio critico che presenta elevati livelli di complessità sotto il profilo concertativo ed autorizzativo. Nel corso degli anni sono stati pianificati diversi interventi di interconnessione che, in più casi, hanno subito slittamenti o sospensioni proprio a causa di tali criticità. In tale contesto, risulta un’opportunità valorizzare la sinergia con l’infrastruttura ferroviaria BBT al fine di ottimizzare costi e benefici attraverso la condivisione di risorse finanziarie, tecniche e territoriali.

Ad oggi, il progetto ferroviario BBT si trova in una fase avanzata di costruzione in cui gli scavi del complesso di gallerie risultano essere pressoché completati, sia sul lato italiano che austriaco. Verso la prima metà del 2026 è prevista la pubblicazione della gara per la progettazione esecutiva delle OO.CC. relative al cunicolo esplorativo della lunghezza di ca 55 km, all’interno della quale devono essere inserite, in via inderogabile, le predisposizioni strutturali necessarie per la futura installazione dell’elettrodotto a 380 kV. Tali predisposizioni non risultano tecnicamente realizzabili in un momento successivo senza determinare inefficienze, duplicazioni di costo o rischi di incompatibilità tecnica con l’infrastruttura ferroviaria. Per tale motivo, entro la prima metà del 2026, è prevista la sottoscrizione di un accordo preliminare tra Terna, APG e la società BBT SE, in cui Terna si dovrebbe formalmente impegnare a riconoscere alla società BBT SE i costi legati alla progettazione esecutiva delle suddette OO.CC., che ad oggi ammontano a circa 5 M€.

A conclusione della progettazione esecutiva delle OO.CC. prevista a fine anno, Terna avrà gli elementi per decidere se procedere o meno con i successivi step di progetto; in caso di esito positivo, è prevista l’eventuale firma di un accordo trilaterale vincolante tra Terna, APG e BBT SE (Cooperation Agreement – CoA) per confermare i termini e le condizioni per l’implementazione delle OO.CC., le rispettive competenze e la ripartizione dei costi.

In aggiunta ai suddetti elementi di urgenza, si segnala che la rete di trasmissione dell’Austria è debolmente interconnessa con la Rete di Trasmissione Nazionale. Inoltre, considerando i differenziali di prezzo tra Austria/Germania e Italia, attuali e previsionali, la capacità di trasporto su tale frontiera si conferma potenzialmente competitiva, come riportato nella Delibera 366/2025 e nel rapporto di identificazione della capacità obiettivo¹, che mostrano sulla frontiera con l’Austria valori di capacità obiettivo aggiuntiva pari a 1.850 MW e 2.080 MW, rispettivamente al 2030 e al 2040. La stessa Autorità, nel Parere ARERA 391/2025 sullo schema decennale del Piano di Sviluppo, in coerenza con i risultati presentati nel rapporto di identificazione delle capacità obiettivo di cui al punto precedente, richiede a Terna di attribuire elevata priorità ai progetti di interconnessione con Francia, Svizzera e Austria.

Al fine di offrire all’Autorità un quadro organico e strutturato degli impatti potenziali dell’iniziativa sull’intero sistema elettrico nazionale ed europeo il presente documento riporta gli esiti delle Analisi Costi-Benefici (ACB) condotte nelle diverse ipotesi ad oggi allo studio:

1. in ottica europea, per valutare in maniera complessiva l’utilità dell’intervento attraverso il confronto tra i benefici per il “sistema Europa” e i costi dell’investimento totale, stimati in circa 600 M€;
2. in ottica nazionale, assumendo una ripartizione dei diritti di allocazione delle capacità pro-quota all’investimento e una valutazione dei benefici per il solo sistema Italia, si considerano le seguenti opzioni di schema di implementazione del progetto e di ripartizione dei costi:
 - a. “*Schema balanced share Terna - APG*”: prevede un’implementazione del progetto e una ripartizione dei costi tra i due TSO su base territoriale (con costi di investimento lato Italia pari a 270 M€);
 - b. “*Schema unbalanced share Terna - APG*”: prevede un’implementazione del progetto maggiormente a carico di Terna, che, oltre i costi su base territoriale, assume anche i costi di tutte le opere in galleria e della realizzazione del cavo in Austria (con costi di investimento lato Italia pari a 500 M€).

Gli esiti preliminari dell’Analisi Costi-Benefici confermano la piena convenienza dell’intervento. La prima ipotesi in particolare mette in luce come l’interconnessione generi benefici strutturali per il sistema elettrico Europa nel suo complesso con un IUS compreso tra 2,8 e 3,4 e un VAN compreso tra 895 e 1.156 milioni di euro. L’opzione “*Schema balanced share Terna - APG*” mostra il VAN che varia tra circa 744 e 869 milioni di euro e lo IUS che assume valori compresi tra 4,3 e 4,8, a seconda dello scenario di riferimento, confermando dunque la sussistenza di effetti positivi e la solidità del progetto anche da una prospettiva esclusivamente nazionale. Contestualmente, nell’opzione “*Schema unbalanced share Terna - APG*”, l’Analisi Costi Benefici attesta la sostenibilità economica dell’opera e ne conferma la convenienza anche nello scenario maggiormente oneroso per l’Italia con il VAN compreso tra 868 e 927 milioni di euro e lo IUS tra 3,0 e 3,2. Gli studi di simulazione mostrano, per i diversi scenari considerati, un incremento significativo del welfare economico complessivo (SEW), una riduzione delle emissioni climalteranti e un miglioramento dell’efficienza del dispacciamento e indicatori sintetici nettamente positivi.

Alla luce di quanto sopra si avanza la richiesta di integrazione del PdS25 con l’inserimento del progetto “Nuova Interconnessione Italia – Austria (Le Cave – Ahrental)” e contestualmente, nelle more della conclusione degli accordi in corso con le controparti, di applicare il processo di valutazione

¹ [Terna: Rapporto Identificazione Capacità Obiettivo 2025](#)



in due fasi previsto dall'art. 47 dell'Allegato A alla Delibera 55/2024, che consente al Gestore della RTN di richiedere in una prima fase l'autorizzazione e il riconoscimento delle spese relative allo svolgimento delle attività preliminari, rimandando ad una fase successiva l'approvazione finale del progetto ed il riconoscimento dei costi di realizzazione dello stesso.

Il contenuto del documento in oggetto rappresenta il risultato delle interlocuzioni intercorse tra BBT SE, Terna e APG ed in particolar modo: i) le principali evidenze degli studi preliminari di fattibilità tecnica, condotti dalle parti coinvolte, per verificare ed accertare l'utilizzo del cunicolo esplorativo del BBT al fine di ospitare un'interconnessione elettrica ed infine ii) l'esito dettagliato delle valutazioni economiche preliminari quali analisi ACB.

2 Esigenza di incremento di Capacità di trasporto alla frontiera con l’Austria

Nell’ambito di pianificazione dello sviluppo della Rete Elettrica Nazionale (RTN) l’identificazione della Capacità Obiettivo rappresenta un importante strumento a supporto del Piano di Sviluppo.

A tal riguardo, il rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, pubblicato da Terna con cadenza biennale su richiesta dell’ARERA, ha consentito nel corso degli anni di elaborare una metodologia che consente di identificare delle possibili direzioni di espansione del sistema elettrico attraverso analisi iterative e multi-scenario condotte ad uno specifico anno orizzonte di riferimento. Di conseguenza, i risultati permettono di fornire indicazioni sulla nuova capacità di trasmissione potenzialmente da realizzare tra diverse zone di mercato italiane ed anche con l’estero.

Nello specifico, facendo riferimento alla quarta edizione del Rapporto di Identificazione delle Capacità Obiettivo, pubblicato a marzo 2025 e agli esiti della Delibera 366/2025 che approva la capacità obiettivo al 2030 emergono delle considerazioni significative circa le potenzialità di sviluppo della frontiera Italia-Austria negli anni a venire. In particolare, come è possibile osservare dalla Figura 1, la frontiera Italia-Austria presenta il maggior valore di Capacità Obiettivo rispetto alle ulteriori frontiere Italia-Francia e Italia-Svizzera costituenti complessivamente la frontiera Nord italiana (come definita dalla Delibera 366/2025).

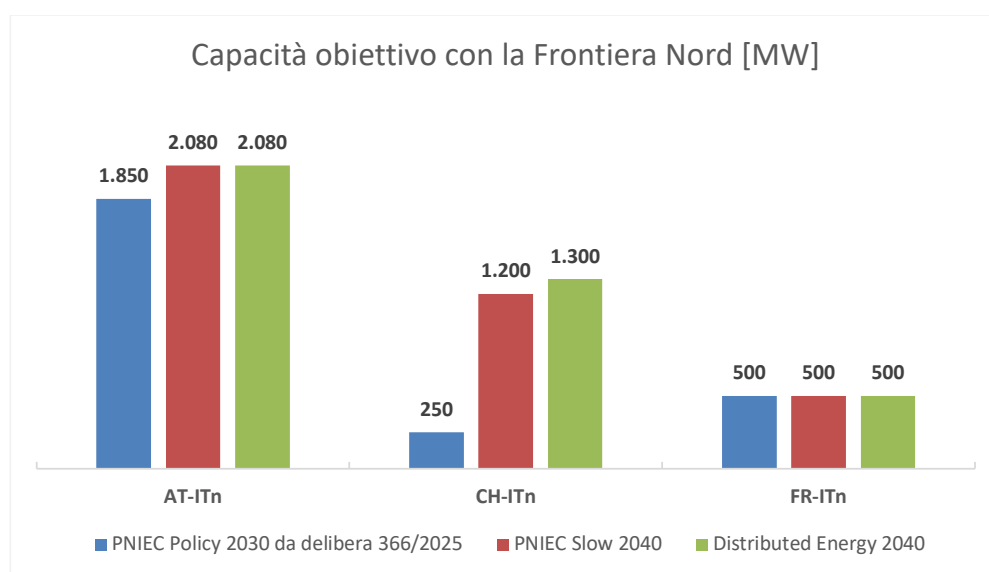


Figura 1 - Esiti della Delibera 366/2025 al 2030 e Rapporto Capacità Obiettivo 2025 al 2040 [MW].

Le evidenze sopramenzionate risultano essere coerenti con quanto espresso dall’Autorità nella “Valutazione dello schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2025²” in cui richiede alla società Terna S.p.A.:

- “di attribuire elevata priorità, per quanto fattibile viste le ricorrenti complessità autorizzative, a progetti di interconnessione con Francia, Svizzera e Austria, alla luce dell’utilità di realizzare nuova capacità di trasporto su tali frontiere;”
- “di identificare chiaramente le attività previste (localizzazioni e caratteristiche tecniche) per l’intervento codice 1-I “Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della

² [Parere del 5 Agosto 2025, 391/2025/I/EEL](#)



legge 99/2009” e per gli interventi allo studio “Corridoio Nord-Sud Italia-Svizzera-Germania” e “Galleria di Base del Brennero”.

2.1 Overview sui progetti di interconnessione esistenti e pianificati sulla frontiera Italia – Austria

In questo paragrafo vengono descritti, e rappresentati in Figura 2, i collegamenti di interconnessione esistenti ed i progetti futuri pianificati sulla frontiera Italia – Austria, tra cui il progetto oggetto del presente documento.

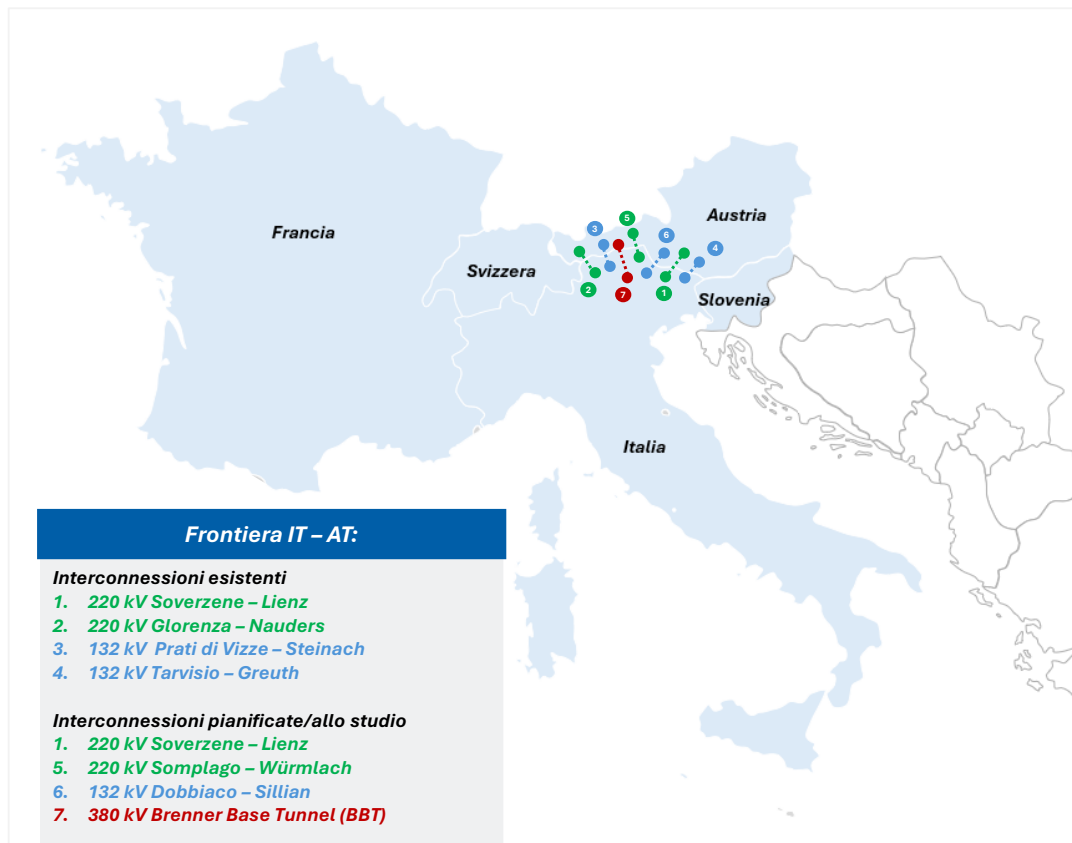


Figura 2 - Mappatura progetti di interconnessione sulla frontiera Italia – Austria.

Interconnessioni esistenti:

- **Soverzene – Lienz**: interconnessione 220 kV che collega la stazione di Soverzene (regione Veneto) e la stazione di Lienz in Austria con un NTC associato di circa **250 MW**;
- **Glorenza – Nauders** (progetto Reschenpass): interconnessione con NTC associato di circa **300 MW** che collega la stazione di Glorenza (Italia) alla stazione di Nauders (Austria) attraverso un cavo AC 220 kV. L'entrata in esercizio dell'interconnessione è avvenuta, in coordinamento con il TSO austriaco APG, in data 15/12/2023;

- **Prati di Vize – Steinach:** elettrodotto aereo 132/110 kV realizzato con la Regione austriaca del Tirolo attraverso il valico del Brennero e avente un NTC di **60 MW**. L'elettrodotto è entrato in esercizio in data 12/03/2025;
- **Tarvisio – Greuth:** progetto Merchant Line che collega Tarvisio (Italia) a Greuth (Austria) attraverso una linea AC aerea 132 kV dalla lunghezza di circa 9 km e NTC di **75 MW**. La linea è entrata in esercizio a gennaio 2013.

Interconnessioni future già pianificate nel PdS 2025

- **Soverzene – Lienz:** il progetto prevede la ricostruzione dell'esistente interconnessione 220 kV tra Italia (regione Veneto) e Austria (Lienz), oggi vetusta, incrementando così la resilienza nell'area e la capacità di scambio alla frontiera austriaca di circa **500 MW**. Per tener conto dell'adeguata capacità di interconnessione sono previste anche attività di adeguamento dei dispositivi per la regolazione dei flussi di potenza. Potranno altresì essere definiti opportuni interventi di razionalizzazione della rete AT esistente nelle aree interessate;
- **Somplago-Würmlach:** realizzazione di un nuovo collegamento sotterraneo transfrontaliero in AC 220 kV, con capacità di trasporto fino a **250 MW**, tra la stazione esistente di Somplago (IT) e la nuova stazione di Würmlach (AT), comprensivo di un PST installato lato Austria;
- **Dobbiaco – Sillian:** di concerto con il TSO austriaco APG e il distributore locale Austriaco Tinetz, è in fase di pianificazione la realizzazione di un nuovo collegamento transfrontaliero in AC 132 kV, con capacità di scambio pari a circa **80-160 MW**, tra il nodo di Dobbiaco e i nodi di Sillian e Lienz. Questo nuovo collegamento, di cui si dovranno definire i nodi di connessione e gli opportuni sistemi di regolazione/trasformazione, è in sinergia con ulteriori sviluppi previsti nell'area, i quali porteranno ad ulteriori vantaggi da un punto di vista della resilienza del sistema elettrico.

Considerando la capacità complessiva addizionale di 1.410 MW dei progetti già pianificati sulla frontiera Italia - Austria, includendo anche il progetto oggetto del presente documento: *"Interconnessione Italia – Austria (Le Cave – Ahrental) in sinergia con le infrastrutture di trasporto ferroviario"*, con una capacità di trasporto ipotizzata pari a **500 MW**, si può notare come essa risulti al di sotto di entrambi i valori di capacità obiettivo addizionale su tale frontiera (rispettivamente, 1.850 MW al 2030 e 2.080 MW al 2040).

3 Progetto Brenner Base Tunnel (BBT)

3.1 Descrizione generale della Galleria di Base del Brennero

A beneficio di una maggiore comprensione del contesto, di seguito viene presentato in breve il progetto BBT. La Galleria di Base del Brennero è un collegamento ferroviario sotterraneo di 55 km tra due paesi, che unisce rispettivamente Fortezza (in Italia) e Tulfes/Innsbruck (in Austria) attraverso la base delle Alpi Orientali sotto il Brennero.

Il BBT è costituito da due gallerie principali, ciascuna lunga 55 km e larga 8-10 m, distanti 40-70 m l'una dall'altra (Figura 3). Le due gallerie si trovano 580 m sotto il Brennero e sono collegate ogni 333 m da gallerie di collegamento che possono essere utilizzate come bypass e, in caso di emergenza, anche come vie di fuga.



Una caratteristica peculiare del sistema di gallerie è il cunicolo esplorativo che corre da un'estremità all'altra e si trova tra le due gallerie principali a circa 12 m sotto di esse e con un diametro di 5-6 m.

La pendenza nella galleria di base è del 4-7%, in particolare è del 6,7% sul lato nord e del 4% sul versante sud del Brennero.

Sia le gallerie principali che il cunicolo esplorativo sono accessibili attraverso quattro gallerie di accesso, Ampass, Ahrental, Wolf e Mules, mostrate in Figura 3.

Si rende necessario specificare che il cunicolo esplorativo, a differenza delle due gallerie di base, non costituisce un'infrastruttura preposta al transito ferroviario bensì destinata all'alloggiamento di servizi di supporto all'esercizio ferroviario, inclusi apparecchiature e sistemi ausiliari, oltre a servire da percorso di evacuazione in caso di emergenza.

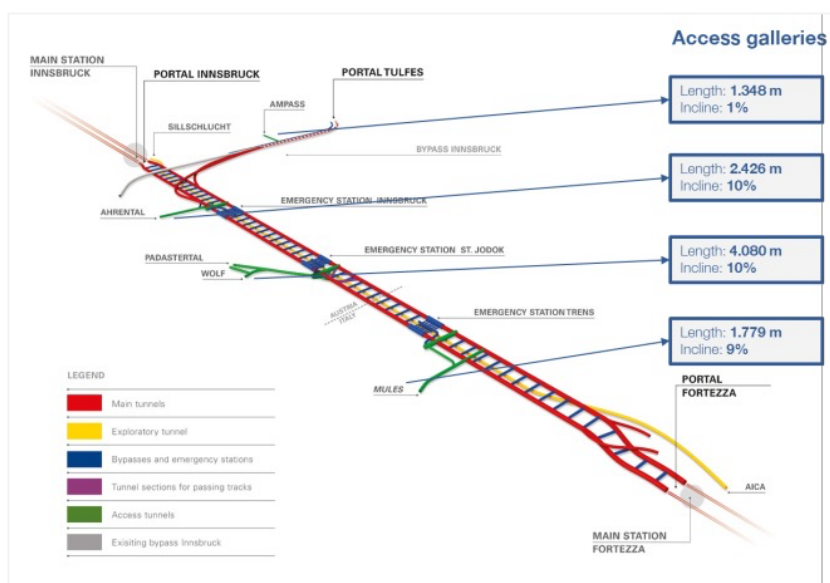


Figura 3 - Schema tecnico del progetto della galleria sotterranea del Brennero (BBT).

4 Interconnessione elettrica Italia-Austria

4.1 Consistenze cunicolo esplorativo

Nel complesso delle gallerie del progetto BBT, il cunicolo esplorativo è stato identificato di comune accordo tra le parti coinvolte, come un possibile sito di alloggiamento non solo delle apparecchiature e sistemi ausiliari all'esercizio ferroviario ma anche dei cavidotti necessari per l'installazione del collegamento elettrico (Figura 4).

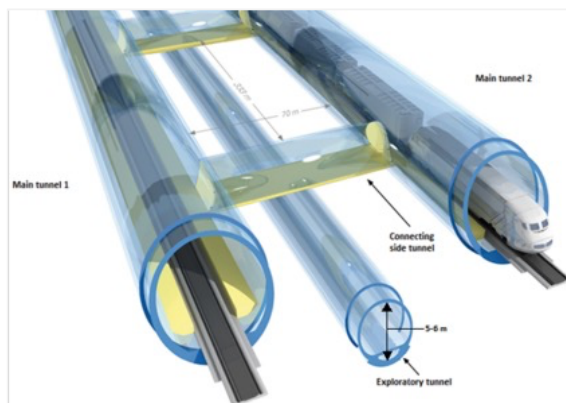


Figura 4 - Overview delle gallerie principali e delle sezioni del cunicolo esplorativo.

Tale configurazione permetterebbe all'infrastruttura elettrica di essere collegata alle rispettive reti di trasmissione nazionale, sia in territorio italiano sia in territorio austriaco, attraverso i seguenti punti di connessione ipotizzati:

1. lato italiano: connessione a una nuova stazione da realizzare a Le Cave nelle vicinanze dell'uscita del tunnel di accesso di Mules, con una lunghezza totale dell'interconnessione di circa 19 km: 14 km lungo il cunicolo esplorativo, 4 km lungo il tunnel di accesso e 1 km aggiuntivo fino alla nuova stazione;
2. lato austriaco: connessione a una nuova stazione da realizzare nell'area di Ahrental nelle vicinanze dell'uscita del tunnel di accesso di Ahrental, con una lunghezza complessiva dell'interconnessione di almeno 28 km: 25 km lungo il cunicolo esplorativo, 3 km lungo il tunnel di accesso ed un ulteriore tratto alla nuova sottostazione austriaca per cui al momento non è stata definita una localizzazione esatta.

Nello specifico, la nuova stazione in territorio italiano sopra citata fa parte di un più ampio progetto di Terna: "Riassetto della RTN in Val d'Isarco per connessione BBT", che consiste nella riconfigurazione e nel potenziamento della Rete di Trasmissione Nazionale italiana a sud del Brennero (nella Valle d'Isarco) con l'obiettivo di alimentare elettricamente la futura infrastruttura ferroviaria BBT.

4.2 Soluzione per la posa dei cavi elettrici

Gli studi preliminari di fattibilità tecnica, condotti congiuntamente dalle parti coinvolte, hanno evidenziato come l'installazione dei cavi elettrici nella parte inferiore del cunicolo esplorativo rappresenti la migliore soluzione per garantire la coesistenza sia di asset di appartenenza BBT che Terna/APG.

Relativamente alla scelta della soluzione tecnologica da implementare all'interno del cunicolo esplorativo, sono seguite diverse interlocuzioni con le parti coinvolte nel progetto per poter definire quale potesse risultare come la migliore soluzione tra una in corrente continua (HVDC) ed una invece, in corrente alternata (HVAC).

In particolare, per la soluzione in corrente continua è stato tenuto conto dell'assenza di problematiche legate all'esposizione ai CEM, ma anche della necessità di prevedere apposite stazioni di conversione AC/DC e dei relativi spazi sufficienti per la loro realizzazione. Inoltre, a fronte di progetti HVDC già realizzati, si è evidenziato come la lunghezza dell'interconnessione in esame possa risultare non sufficiente per poter

Inoltre, gli studi hanno individuato una possibile lunghezza delle pezzature dei cavi da essere trasportata ed installata in loco inferiore a 1 km. Tale valore risulta essere frutto di un compromesso tra la lunghezza massima ed il peso massimo delle bobine considerate trasportabili secondo gli standard Terna tramite la viabilità locale a disposizione, ed il numero di giunti richiesto per realizzare la connessione fisica ed elettrica delle pezzature stesse.

Le informazioni relative all'installazione dei cavi elettrici qui riportate sono da intendersi come considerazioni preliminari sulla base delle quali consolidare e confermare nel dettaglio la configurazione ottimale di posa contestualmente alla fase successiva di progettazione esecutiva. Tuttavia, le medesime informazioni rappresentano gli elementi contenuti in un'apposita Relazione Tecnica con cui Terna ed APG hanno reso noto a BBT l'entità delle opere civili necessarie per adeguare il cunicolo esplorativo all'alloggiamento del collegamento elettrico.

5 Valutazioni economiche preliminari

5.1 Ipotesi alla base dell'ACB

L'Analisi Costi-Benefici (ACB) nel seguito riportata è stata svolta in conformità con quanto descritto nel *"Documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici applicata al Piano di Sviluppo 2025"*.

L'utilità complessiva dell'intervento di sviluppo per il sistema è stata valorizzata mediante il calcolo degli indicatori sintetici IUS (Indice di Utilità per il Sistema, dato dal rapporto tra benefici attualizzati e costi attualizzati) e VAN (Valore Attuale Netto, dato dalla differenza tra benefici attualizzati e costi attualizzati).

I dati di input utilizzati per lo svolgimento dell'ACB sono i seguenti:

1. Capacità di trasporto dell'intervento pari a 500 MW;
2. Anno di entrata in esercizio previsto al 2037;
3. Anni studio: 2040;
4. Vita economica utile dell'intervento e il tasso di attualizzazione presi in conformità con quanto previsto dal documento metodologico, rispettivamente pari a 25 anni e 4%.

Per la valorizzazione dei benefici, avendo ipotizzato come anno di entrata in esercizio dell'interconnessione il 2037, le simulazioni sono state eseguite sull'anno orizzonte di medio-lungo termine 2040, negli scenari policy "Distributed Energy" (DE-IT) e "PNIEC slow" descritti nel *Documento di Descrizione degli Scenari 2024* (DDS) e alla base delle analisi del Pds25.

5.2 Stima dei benefici

Per la stima dei benefici sono state effettuate simulazioni di mercato MGP (Mercato del Giorno Prima) tramite l'utilizzo di strumenti che effettuano calcoli di ottimo economico su un modello che simula il funzionamento dei mercati dell'energia. Tramite queste simulazioni vengono effettuate analisi su orizzonte annuale su scenari previsionali, ipotizzando una programmazione ottima del dispacciamento del parco di generazione, ottenendo sia una stima dei costi di esercizio sia del prezzo orario zonale dell'energia, permettendo di calcolare gli indicatori di beneficio utili al calcolo di IUS e VAN.

Gli indicatori di beneficio di cui si è tenuto conto nella presente analisi sono **B1, B18 e B19**, che sono i più rilevanti e quindi i più impattanti per l'intervento di interconnessione analizzato, ottenuti in esito alle simulazioni MGP.

Gli indicatori riguardano:



- **B1:** aumento del SEW (Socio-Economic Welfare), derivante dalla maggiore efficienza degli scambi di energia sul mercato in seguito alla realizzazione del progetto. Il SEW è valutato secondo l'approccio del Total Surplus, massimizzando quindi la somma del surplus dei consumatori (consumer surplus), surplus dei produttori (producer surplus) e delle rendite da congestione (congestion rents);
- **B18:** riduzione delle emissioni di CO₂. L'indicatore B18 viene valutato attraverso simulazioni di mercato che permettono di analizzare il dispacciamento della generazione in assenza e in presenza dell'intervento di sviluppo, modificando quindi il mix produttivo;
- **B19:** riduzione delle altre emissioni (NO_x, SO₂, PM2,5 e PM10). L'indicatore B19 viene valutato con la stessa metodologia del B18, ad eccezione del fatto che, in relazione degli inquinanti considerati, in questo caso le emissioni considerate sono quelle circoscritte al perimetro italiano.

Gli indicatori sono stati valutati attraverso l'approccio "PINT" (*Put In One a Time*), ovvero aggiungendo alla rete di riferimento la capacità di trasmissione associata al progetto da analizzare, valutando i benefici per differenza rispetto al caso di partenza.

Nel rispetto della metodologia, i benefici sono conteggiati per il calcolo dello IUS e VAN a partire dall'anno successivo a quello di entrata in esercizio e calcolati come descritto:

- dal 2038 al 2040 (incluso): valori dei benefici calcolati per l'anno studio 2040;
- dal 2040 fino alla fine della vita utile convenzionalmente assunta in 25 anni: benefici assunti pari al valore dell'anno studio 2040.

5.3 Stima dei costi

Ai fini della presente istanza, la stima dei costi di investimento complessivi dell'intervento ammonta a 600 M€, articolati per macro-componenti tecniche come segue:

- 400 M€ associati alla realizzazione dell'interconnessione elettrica in corrente alternata, che comprende la realizzazione del cavo e delle due stazioni, in territorio sia italiano che austriaco;
- 200 M€ associati alle opere civili per la predisposizione del cunicolo esplorativo all'alloggio dell'interconnessione, con realizzazione a carico di BBT SE.

In coerenza con la suddivisione per macro-componenti appena descritta, l'allocazione territoriale stimata del costo complessivo è la seguente:

- 270 M€ lato Italia di cui:
 - 170 M€ per la realizzazione della stazione elettrica di Le Cave e della parte del cavo che risiede in territorio italiano;
 - 100 M€ per la realizzazione delle opere civili di predisposizione del cunicolo esplorativo all'alloggio dell'interconnessione elettrica;
- 330 M€ lato Austria, di cui:
 - 100 M€ per la realizzazione della stazione elettrica di Ahrental;
 - 130 M€ per la realizzazione della parte del cavo che risiede in territorio austriaco;
 - 100 M€ per la realizzazione delle opere civili di predisposizione del cunicolo esplorativo all'alloggio dell'interconnessione elettrica.

Con riferimento agli investimenti che potrebbe sostenere Terna, sono stati considerati due schemi alternativi di implementazione, su cui si basa anche l'ACB presentata nel Paragrafo 5.5:

- "*Schema balanced share Terna – APG*": ripartizione dei costi su base territoriale, quindi, con un costo d'investimento lato Italia pari a 270 M€;

- *“Schema unbalanced share Terna – APG”*: inclusione, oltre ai costi su base territoriale lato Italia, anche dei costi di realizzazione delle opere civili e del cavo lato Austria, con un costo d’investimento complessivo lato Italia che sale a 500 M€.

A tali importi si aggiungono OPEX complessivi stimati di 10 M€/anno³, che per lo *“Schema balanced share Terna – APG”* sono da considerarsi ripartiti in pari misura tra i due TSO, mentre nello *“Schema unbalanced share Terna – APG”* sono da considerarsi integralmente attribuiti a Terna.

5.4 Risultati ACB: perimetro Europa

Le analisi ACB sono state condotte in prima battuta su perimetro europeo, così da poter stimare i benefici complessivi per il sistema Europa legati alla realizzazione dell’intervento di interconnessione.

³ Il valore si intende inclusivo degli oneri concessori da riconoscere al gestore dell’infrastruttura ferroviaria.



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA (perimetro EUROPA)									
PNIEC Policy 2030									
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà							
B1	0								
B2a	0								
B3a	0								
B4	0								
B5a	0								
B5s	0								
B6	0								
B7	0								
B8	0								
B16	0								
B18	0								
B19	0								
Altri benefici non monetari		Val.	Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0						
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0						
DE-IT 2035									
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà							
B1	0								
B2a	0								
B3a	0								
B4	0								
B5a	0								
B5s	0								
B6	0								
B7	0								
B8	0								
B16	0								
B18	0								
B19	0								
Altri benefici non monetari		Val.	Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0						
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0						
DE-IT 2040									
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà							
B1	100,6								100,6
B2a	0								
B3a	0								
B4	0								
B5a	0								
B5s	0								
B6	0								
B7	0								
B8	0								
B16	0								
B18	14	251 kton							14
B19	22	560 ton							22
Altri benefici non monetari		Val.	Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	500	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	251						
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0						
PNIEC Slow 2035									
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà							
B1	0								
B2a	0								
B3a	0								
B4	0								
B5a	0								
B5s	0								
B6	0								
B7	0								
B8	0								
B16	0								
B18	0								
B19	0								
Altri benefici non monetari		Val.	Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0						
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0						
PNIEC Slow 2040									
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà							
B1	114,5								114,5
B2a	0								
B3a	0								
B4	0								
B5a	0								
B5s	0								
B6	0								
B7	0								
B8	0								
B16	0								
B18	19,1	344 kton							19,1
B19	28,7	700 ton							28,7
Altri benefici non monetari		Val.	Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	500	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	344						
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0						
B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]	B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]						
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]	B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]						
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex evitati o differiti [M€]	B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM						

Tabella 1 - Sintesi benefici ottenuti dalle simulazioni MGP lato Sistema.

In entrambi gli scenari si osserva a livello Europeo sia un incremento del SEW sia una riduzione delle emissioni (e quindi un risparmio sui costi ad esse associati).

Si riportano di seguito in Tabella 2 i valori ottenuti per gli indicatori sintetici IUS e VAN.

Perimetro EUROPA		
Scenario	PNIEC Slow	Policy DE-IT
VAN [M€]	1.156	895
IUS	3,4	2,8

Tabella 2 - Indicatori sintetici IUS e VAN lato Sistema.

5.5 Risultati ACB: perimetro Italia

Nelle analisi costi benefici riguardanti il perimetro italiano, si è tenuto conto dei due diversi possibili schemi realizzativi anticipati nel Paragrafo 5.3:

- “*Schema balanced share Terna - APG*”: considera i benefici lato Italia, comprendenti il 50% delle rendite di congestione;
- “*Schema unbalanced share Terna - APG*”: considera i benefici lato Italia, comprendenti l’83% delle rendite di congestione.

Si precisa che la ripartizione dei diritti di allocazione della capacità incrementale e delle relative rendite da congestione è stata eseguita sulla base della corrispondente ripartizione dei costi di investimento sostenuti da ciascun TSO.

In Tabella 3 sono riportati i risultati riferiti allo “*Schema balanced share Terna-APG*”, ottenuti dalle simulazioni MGP in termini di benefici (lato Italia) associati all’intervento per entrambi gli scenari di riferimento.



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA (perimetro ITALIA)										
PNIEC Policy 2030										
Benefici monetari Val. [M€] Qtà										
B1	0									
B2a	0									
B3a	0									
B4	0									
B5a	0									
B5s	0									
B6	0									
B7	0									
B8	0									
B16	0									
B18	0									
B19	0									
Altri benefici non monetari Val. Val.										
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0							0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0							0
DE-IT 2035										
Benefici monetari Val. [M€] Qtà										
B1	0									
B2a	0									
B3a	0									
B4	0									
B5a	0									
B5s	0									
B6	0									
B7	0									
B8	0									
B16	0									
B18	0									
B19	0									
Altri benefici non monetari Val. Val.										
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0							0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0							0
DE-IT 2040										
Benefici monetari Val. [M€] Qtà										
B1	80,5								80,5	
B2a	0									
B3a	0									
B4	0									
B5a	0									
B5s	0									
B6	0									
B7	0									
B8	0									
B16	0									
B18	14	251 kton						14		
B19	13,4	310 ton						13,4		
Altri benefici non monetari Val. Val.										
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	500	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	251							
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0							
PNIEC Slow 2035										
Benefici monetari Val. [M€] Qtà										
B1	0									
B2a	0									
B3a	0									
B4	0									
B5a	0									
B5s	0									
B6	0									
B7	0									
B8	0									
B16	0									
B18	0									
B19	0									
Altri benefici non monetari Val. Val.										
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0							0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0							0
PNIEC Slow 2040										
Benefici monetari Val. [M€] Qtà										
B1	60,6								60,6	
B2a	0									
B3a	0									
B4	0									
B5a	0									
B5s	0									
B6	0									
B7	0									
B8	0									
B16	0									
B18	19,1	344 kton						19,1		
B19	15,9	370 ton						15,9		
Altri benefici non monetari Val. Val.										
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	500	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	344							
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0							
B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]	B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]							
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]	B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]							
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex evitati o differiti [M€]	B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM							

Tabella 3 - Sintesi benefici ottenuti dalle simulazioni MGP lato Italia – Schema balanced share Terna-APG.

Si osserva come in presenza dell'interconnessione si ha un incremento sia del SEW (B1) sia dei benefici B18 e B19 derivanti da una riduzione delle emissioni.

A partire dai benefici così ottenuti, tenendo conto della stima dei costi lato Italia, sono stati calcolati gli indicatori sintetici IUS e VAN, i cui valori vengono riportati in Tabella 4.

Perimetro ITALIA		
Scenario	PNIEC Slow	Policy DE-IT
VAN [M€]	744	869
IUS	4,3	4,8

Tabella 4 - Indicatori sintetici IUS e VAN lato Italia – Schema balanced share Terna-APG.

Di seguito vengono riportati anche i benefici e gli indicatori sintetici ottenuti per lo “Schema unbalanced share Terna – APG”, rispettivamente in Tabella 5 e Tabella 6.



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA (perimetro ITALIA)										
PNIEC Policy 2030										
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà								
B1	0									
B2a	0									
B3a	0									
B4	0									
B5a	0									
B5s	0									
B6	0									
B7	0									
B8	0									
B16	0									
B18	0									
B19	0									
Altri benefici non monetari		Val.		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0						
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0						
DE-IT 2035										
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà								
B1	0									
B2a	0									
B3a	0									
B4	0									
B5a	0									
B5s	0									
B6	0									
B7	0									
B8	0									
B16	0									
B18	0									
B19	0									
Altri benefici non monetari		Val.		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0						
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0						
DE-IT 2040										
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà								
B1	106								106	
B2a	0									
B3a	0									
B4	0									
B5a	0									
B5s	0									
B6	0									
B7	0									
B8	0									
B16	0									
B18	14	251 kton							14	
B19	13,4	310 ton							13,4	
Altri benefici non monetari		Val.		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	500		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	251						
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0						
PNIEC Slow 2035										
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà								
B1	0									
B2a	0									
B3a	0									
B4	0									
B5a	0									
B5s	0									
B6	0									
B7	0									
B8	0									
B16	0									
B18	0									
B19	0									
Altri benefici non monetari		Val.		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0						
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0						
PNIEC Slow 2040										
Benefici monetari	Val. [M€]	Qtà								
B1	92,5								92,5	
B2a	0									
B3a	0									
B4	0									
B5a	0									
B5s	0									
B6	0									
B7	0									
B8	0									
B16	0									
B18	19,1	344 kton							19,1	
B19	15,9	370 ton							15,9	
Altri benefici non monetari		Val.		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	500		I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	344						
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]	0						
B1 - SEW			B2a - Perdite di rete [M€]			B3a - Riduzione ENF [M€]			B4 - Costi evitati o differiti [M€]	
B5a - OG [M€]			B5s - OG [M€]			B6 - Investimenti evitati [M€]			B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]	
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]			B16 - Opex evitati o differiti [M€]			B18 - Riduzione CO ₂			B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM	

Tabella 5 - Sintesi benefici ottenuti dalle simulazioni MGP lato Italia – Schema unbalanced share Terna-APG.

Perimetro ITALIA		
Scenario	PNIEC Slow	Policy DE-IT
VAN [M€]	868	927
IUS	3,0	3,2

Tabella 6 - Indicatori sintetici IUS e VAN lato Italia – Schema unbalanced share Terna-APG.

Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Terna.

www.terna.it

Mercurio GP
Milano

Consulenza strategica
Concept creativo
Graphic design
Impaginazione
Editing

www.mercuriogp.eu

