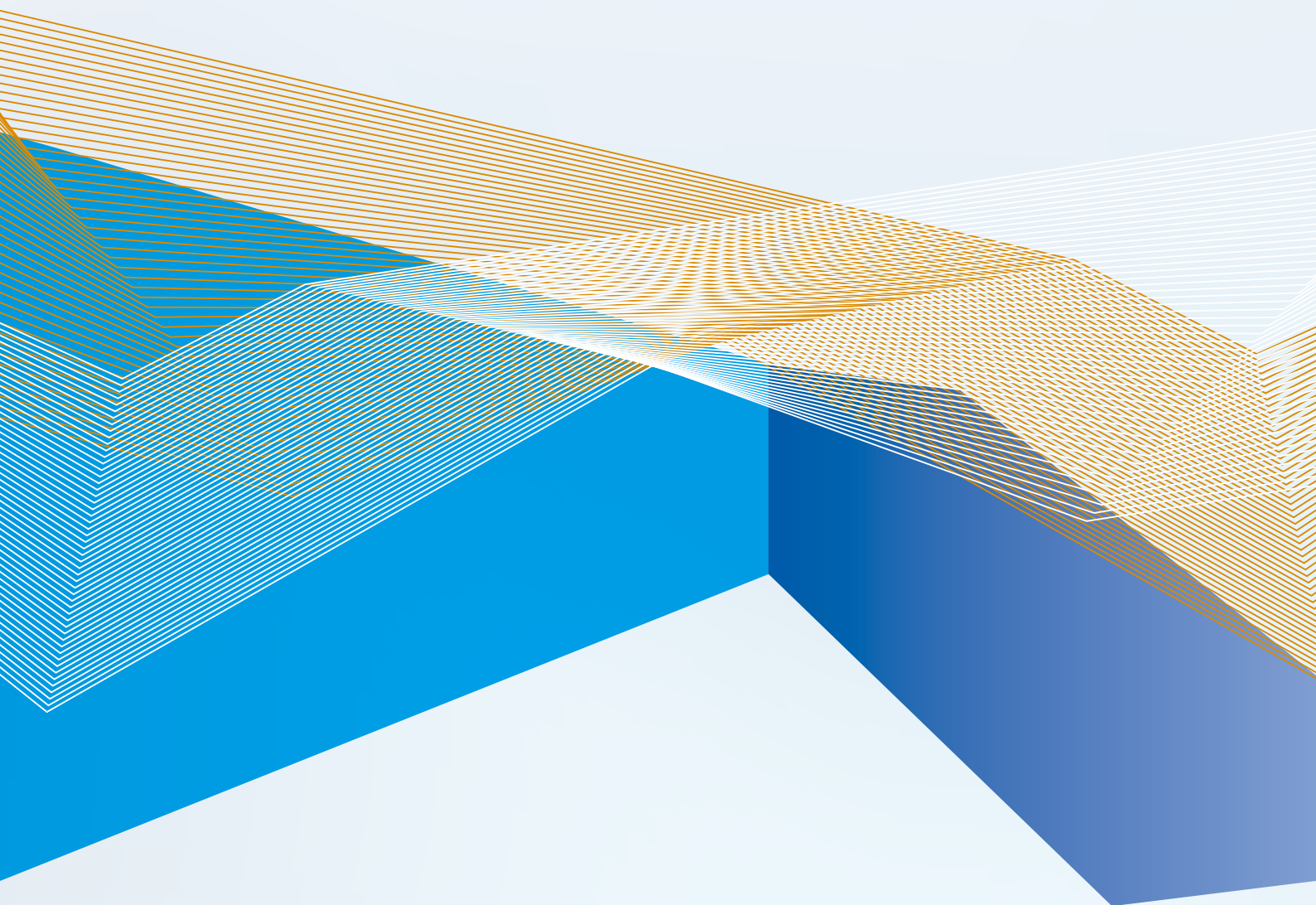


2025

Piano di Sviluppo

Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti

Nord Est





*I volumi “Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti” sono gli allegati del Piano di Sviluppo 2025 che forniscono un quadro dettagliato sullo **stato di avanzamento degli interventi di sviluppo** inclusi nei Piani precedenti alla presente edizione. Gli avanzamenti sono suddivisi in tre volumi relativi alle **aree geografiche Nord Ovest, Nord Est e Centro Sud**.*



“ 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



Introduzione

Il presente documento fornisce un quadro dettagliato sullo stato di avanzamento degli interventi di sviluppo inclusi nei Piani di Sviluppo precedenti alla presente edizione. In particolare, tutti gli interventi riportati a seguire sono relativi all'area territoriale **Nord Est**, che comprende le seguenti regioni: **Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna e Toscana**.

Il documento è strutturato come segue:

- nel capitolo 1 è descritta sinteticamente la classificazione degli interventi di sviluppo;
- nel capitolo 2 sono riportati i principali interventi di sviluppo, distinti tra le varie aree di riferimento, con sintesi dei principali avanzamenti occorsi nell'ultimo biennio;
- nel capitolo 3 sono riportate le tabelle sullo stato di avanzamento delle opere previste negli interventi con particolare riferimento a:
 - opere completate nel corso del 2023 e del 2024;
 - opere in progettazione esecutiva o in cantierizzazione con autorizzazione ottenuta ai sensi della legge 239/04 e della legge regionale in caso di regioni/province a statuto speciale;
 - opere in autorizzazione;
 - opere in concertazione;
 - opere in valutazione nei precedenti Piani, e attualmente pianificate;
 - opere in valutazione;
- nel capitolo 4 sono riportate le schede di dettaglio degli interventi di sviluppo.





Indice

1	Classificazione interventi di sviluppo	6
	1.1 Interventi pianificati	6
	1.2 Interventi in valutazione	8
2	Principali interventi di sviluppo	9
	2.1 Area Nord Est	9
	2.2 Area Centro Nord	10
3	Tabelle di sintesi	12
	3.1 Stato di avanzamento delle principali opere degli interventi di sviluppo della RTN	12
	3.1.1 Opere di sviluppo ultimate nel corso del 2023 e del 2024	12
	3.1.2 Opere di sviluppo in progettazione esecutiva o in cantierizzazione	13
	3.1.3 Opere di sviluppo in autorizzazione	15
	3.1.4 Opere di sviluppo in concertazione	16
	3.1.5 Opere di sviluppo in valutazione	16

4	Schede degli interventi dei Piani di Sviluppo precedenti	17
	4.1 Schede interventi Premium Nord Est	26
	4.1.1 Schede interventi Hypergrid Nord Est	26
	4.1.2 Schede altri interventi premium Nord Est	42
	4.2 Area Nord Est	48
	4.2.1 Schede interventi pianificati Area Nord Est	49
	4.2.2 Interventi in valutazione Area Nord Est	93
	4.2.3 Schede Area Nord Est degli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e S.M.I.	96
	4.3 Area Centro Nord	99
	4.3.1 Schede interventi pianificati Area Centro Nord	100
	4.3.2 Interventi in valutazione Area Centro Nord	148

Classificazione interventi di sviluppo



Nel presente capitolo è riportata la classificazione degli interventi di sviluppo, distinguendo tra interventi pianificati e interventi posti in valutazione.

1.1 Interventi pianificati

Sono descritte sinteticamente le principali categorie sulla base delle quali sono classificati gli interventi proposti nelle edizioni precedenti del Piano di Sviluppo.

In linea con gli **obiettivi** di Piano, gli interventi di sviluppo possono essere classificati in:

- interventi che contribuiscono alla **decarbonizzazione**: interventi volti a aumentare e agevolare la penetrazione della generazione da fonte rinnovabile nel sistema;
- interventi per favorire l'**efficienza dei mercati**: interventi volti a garantire una maggiore integrazione del mercato italiano con quelli esteri e a ridurre le congestioni interne allo stesso sistema elettrico italiano;
- interventi che incrementano la **sicurezza e resilienza del sistema elettrico**: interventi volti a garantire un miglioramento della sicurezza e dell'affidabilità di alimentazione dei carichi;
- interventi per la **sostenibilità**: interventi che contribuiscono a incrementare la sostenibilità territoriale e accettabilità sociale delle nuove infrastrutture sul territorio.

Tanto premesso, in merito alle **finalità** degli interventi di sviluppo, la stessa ARERA individua delle categorie principali a cui afferisce l'intervento, rinviando al gestore la facoltà di declinarne altre. Ai fini del presente Piano di Sviluppo vengono declinate le seguenti principali finalità di intervento:

- **interconnessione con l'estero**;
- **riduzione congestioni tra zone**;
- **riduzione congestioni intrazonali**;
- **sicurezza e qualità del servizio**.

In aggiunta a quanto previsto dalla Delibera si precisa che gli interventi possono anche avere come finalità:

- **Resilienza:** interventi che danno un contributo in termini di Resilienza rispetto a eventi climatici severi;
- **Integrazione FER:** interventi che hanno l'obiettivo di massimizzare la penetrazione della produzione da fonte rinnovabile;
- **Integrazione rete RFI:** interventi che contribuiscono a incrementare il livello di sicurezza e magliatura della rete ferroviaria con la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN);
- **Connessione RTN:** interventi che contribuiscono a garantire la sicurezza e affidabilità della rete in zone caratterizzate dalla presenza di vari utenti di consumo;
- **Transizione energetica:** interventi finalizzati al raggiungimento degli obiettivi delineati nell'ambito della transizione energetica.

In base alla tipologia delle opere da realizzare gli interventi di sviluppo si classificano come:

- **Elettrodotti:** consistono nella costruzione di nuovi collegamenti fra due o più nodi della rete o nella modifica/ricostruzione o nella rimozione delle limitazioni su elettrodotti esistenti;
- **Riassetto di rete:** si tratta di interventi complessi che coinvolgono contemporaneamente più elementi di rete che possono comprendere, al loro interno, interventi di varie tipologie: realizzazione di nuovi impianti, potenziamenti o rimozioni limitazioni su infrastrutture esistenti, modifiche di tracciato o di schema rete con demolizioni e/o interramenti non prevalenti;
- **Stazioni:** riguardano non solo la realizzazione di nuove stazioni elettriche, ma anche il potenziamento e l'ampliamento di stazioni esistenti mediante l'incremento della capacità di trasformazione (installazione di ulteriori trasformatori o sostituzione dei trasformatori esistenti con macchine di taglia maggiore) o la realizzazione di ulteriori stalli o di intere sezioni per la connessione di nuovi elettrodotti (anche per distributori o operatori privati) o di nuove utenze;
- **Razionalizzazioni:** si tratta di interventi complessi che, nell'ambito della realizzazione di grandi infrastrutture (stazioni o elettrodotti) quali opere di mitigazione ambientale o a seguito di attività di adeguamento impianti o da istanze avanzate dalle Amministrazioni locali, prevedono interramenti, demolizioni, modifiche di tracciato, etc.

In relazione alle opere rappresentate nel Piano di Sviluppo, si ricorda che in base a quanto riportato nel documento metodologico¹, lo stato di un'opera è classificabile in:

1. **Fase 1:** fase di Pianificazione;
2. **Fase 2:** fase di Concertazione e/o progettazione;
3. **Fase 3:** fase di Autorizzazione (i.e., completamento iter autorizzativo);
4. **Fase 4:** fase di Progettazione esecutiva;
5. **Fase 5:** fase di Cantierizzazione dell'opera, ivi incluse le opere propedeutiche all'apertura del cantiere;
6. **Completato:** opera completata.

¹ Allegato del Piano di Sviluppo 2025 "Documento Metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici applicata al Piano di Sviluppo 2025".



In merito allo **stato di avanzamento** dell'intervento, essendo lo stesso costituito da più opere, si riporta lo stato delle stesse all'interno delle schede intervento attraverso la definizione di:

- data avvio attività suddivisa in:
 - avvio autorizzazione o altre attività: rappresenta la data effettiva o stimata di avvio dell'autorizzazione ai sensi della Legge 239/04 o normativa regionale/provinciale o altre attività equiparabili;
 - ottenimento autorizzazione: rappresenta la data effettiva di conseguimento dell'autorizzazione ai sensi della Legge 239/04 o normativa regionale/provinciale;
- data avvio cantieri: rappresenta la data effettiva o stimata di inizio delle attività realizzative o propedeutiche all'apertura del cantiere;
- data completamento: rappresenta la data effettiva o stimata in cui l'opera entra in esercizio.

Un intervento di sviluppo può essere composto da **opere principali** e da **opere accessorie** (*altre opere*).

Le opere principali sono classificate tali in quanto apportano, singolarmente o nell'ambito di un intervento composto da più opere principali, un beneficio significativo al sistema elettrico. Compongono l'opera principale anche le opere interferenti (es. varianti di opere esistenti e oggetto dello stesso iter autorizzativo) e/o le opere propedeutiche alla realizzazione (es. adeguamento elementi di stazione).

Le opere accessorie sono distinte in:

- opere attinenti all'opera principale facenti parte dell'intervento, previsto nel PdS, ma realizzabili in fase temporalemente differente, rispetto all'opera principale (es. potenziamenti di elettrodotti, raccordi, riclassamenti, varianti in cavo, ampliamento di sezioni, demolizioni);
- opere di razionalizzazione associate che consistono nelle razionalizzazioni elettriche (talvolta previste da protocolli di intesa sottoscritti con Regioni ed Enti Locali), non tecnicamente necessarie per l'opera principale ma a esse complementari per garantire l'accettabilità sociale dell'intervento e la massimizzazione dei benefici. La realizzazione può essere successiva alla realizzazione dell'opera principale.

1.2 Interventi in valutazione

Tenuto conto anche delle esigenze manifestate dal Regolatore nell'ottica di una sempre maggiore selettività degli investimenti sulla RTN a beneficio degli utenti del sistema elettrico, alcuni interventi sono definiti "in valutazione" sulla base dei seguenti elementi:

- incertezza relativa alla fattibilità delle opere nell'orizzonte di piano: evidenza di un elevato grado di incertezza delle fasi di condivisione preventiva con gli Enti Locali della migliore soluzione localizzativa, dei tempi di rilascio delle necessarie autorizzazioni da parte delle Amministrazioni preposte e di tutte le attività che precedono l'avvio della realizzazione dell'opera; tali incertezze sono incompatibili con la definizione delle condizioni di reale fattibilità nell'orizzonte temporale di Piano;
- variazione degli scenari: mutamento delle previsioni di generazione, domanda e scambi con l'estero nell'orizzonte di Piano, che comporta la necessità di riesaminare le criticità/esigenze di sviluppo precedentemente individuate;
- incertezza delle condizioni al contorno: alto grado di incertezza delle principali variabili prese a riferimento al momento della pianificazione dell'opera (modifica esigenze connessione, dismissione centrali esistenti, modifica condizioni contrattuali di dispacciamento unità produttive, chiusura utenze industriali, ecc.);
- nuove soluzioni tecnologiche: opportunità offerte dallo sviluppo delle tecnologie.

Per le opere in valutazione non si prevede l'avvio delle attività nell'orizzonte di piano, fatta salva l'eventualità di una futura modifica delle esigenze/condizioni al contorno.

Principali interventi di sviluppo

2

Nel presente capitolo sono rappresentati i principali interventi di sviluppo derivanti dai Piani di Sviluppo precedenti e che saranno realizzati nel medio-lungo termine nell'area geografica di interesse, finalizzati al raggiungimento dei relativi obiettivi e alla risoluzione di eventuali criticità dell'area così come rappresentate nel Fascicolo "Stato del Sistema Elettrico e Scenari Energetici". Per ciascun intervento riportato è rappresentato il relativo stato di avanzamento, il completamento e gli investimenti² delle aree rientranti nel Nord Est.

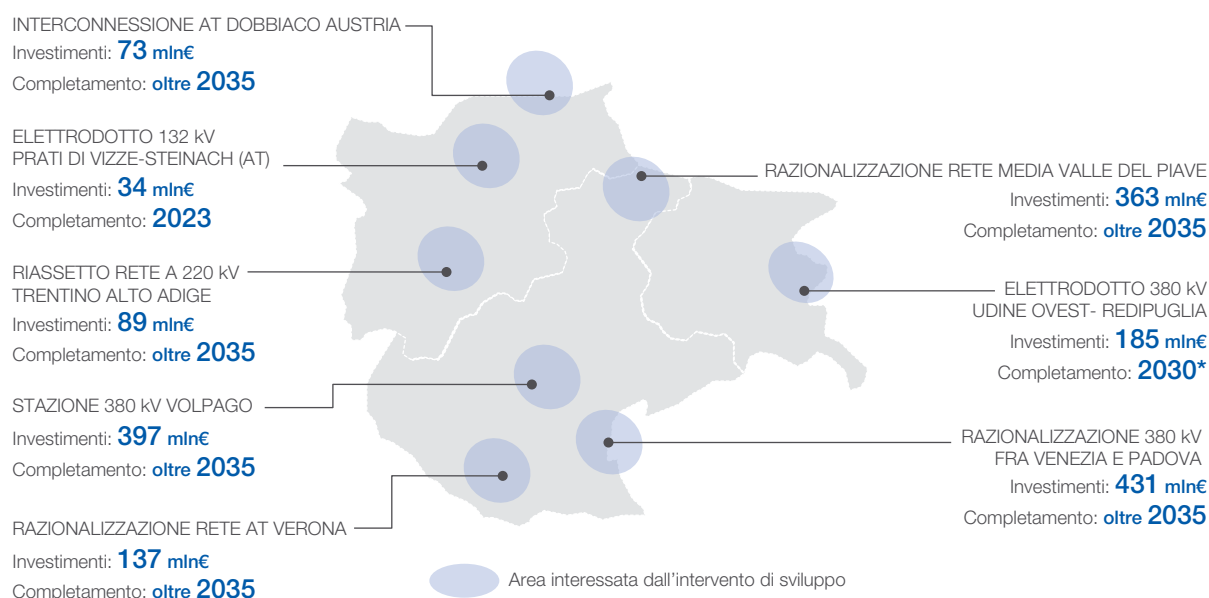
Le informazioni di dettaglio di ciascun intervento sono inserite all'interno delle schede intervento raccolte nei capitoli successivi.

2.1 Area Nord Est

Nell'Area Nord Est, composta dalle regioni Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli-Venezia Giulia, i principali interventi di sviluppo della RTN sono rappresentati nella *Figura 1* con le relative aree di interesse.

Nell'area sono previsti interventi di interconnessione con l'estero, oltre che razionalizzazioni o riassetti di porzioni di rete, volti a incrementare la qualità del servizio.

Figura 1 *Principali interventi di sviluppo area Nord Est*



* La data di completamento si riferisce all'ultima opera accessoria dell'intervento. Le opere principali sono state completate.

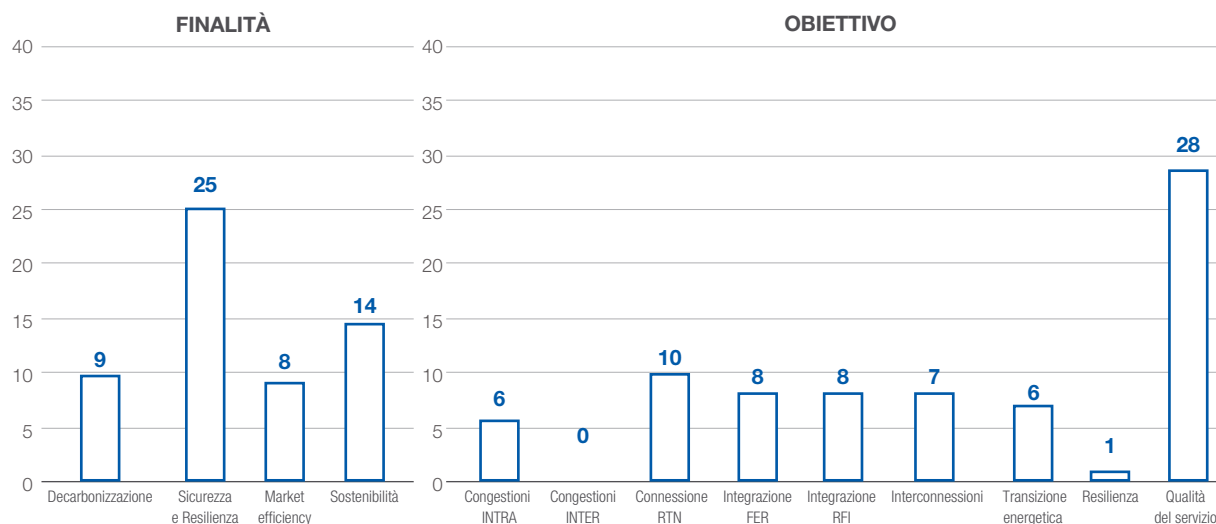
Il principale avanzamento rispetto la precedente edizione di Piano è rappresentata dall'entrata in esercizio dell'intervento di riassetto rete Alto Bellunese, che comprendeva sviluppi di rete nell'area dell'alto Bellunese del Comelico e del Cadore.

² In caso di interventi che insistono su più regioni, il costo totale indicato include l'investimento totale del Piano di Sviluppo che impatta su tutte le regioni coinvolte.



Nell'area sono previsti 31 interventi di sviluppo, derivanti da piani precedenti e sono principalmente associati alle finalità di Qualità del servizio e Integrazione RTN, come rappresentato nella [Figura 2](#).

Figura 2 Obiettivi e Finalità interventi Area Nord Est³



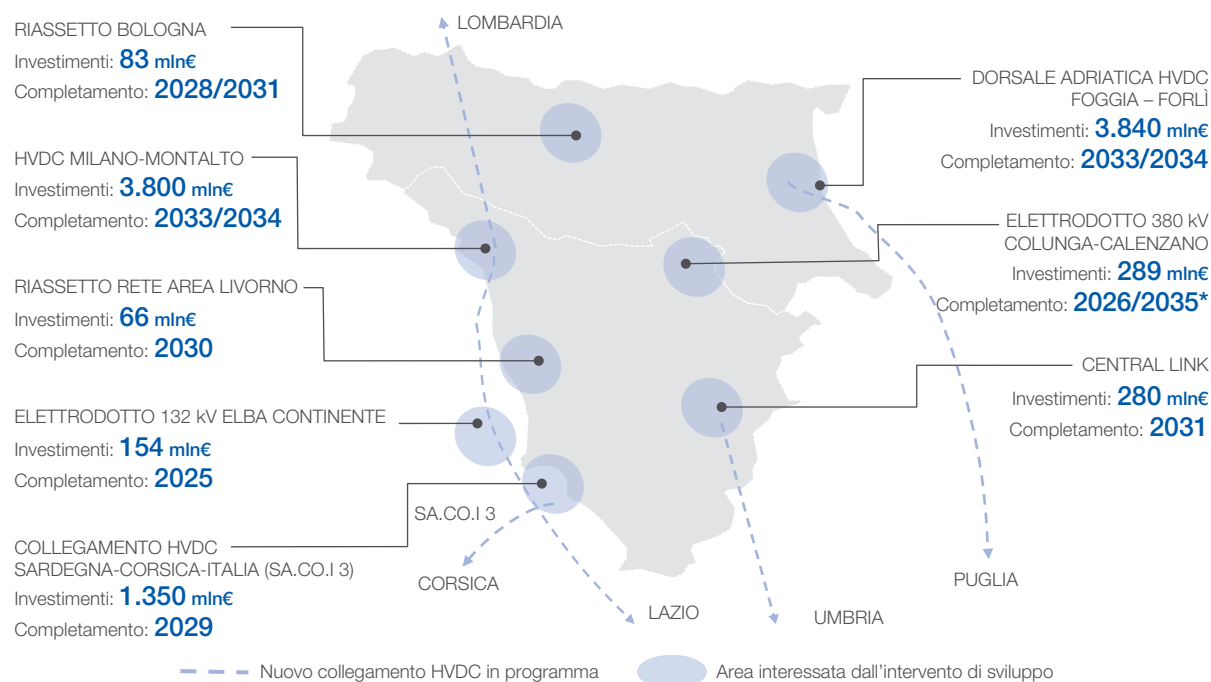
2.2 Area Centro Nord

Nell'Area Centro Nord composta dalle regioni Emilia-Romagna e Toscana, i principali interventi di sviluppo della RTN sono rappresentati nella [Figura 3](#) con le relative aree di interesse.

In particolar modo i collegamenti SA.CO.I 3 (Sardegna – Corsica – Italia), HVDC Centro Sud-Centro Nord, i nuovi interventi hypergrid HVDC Milano-Montalto e HVDC Foggia-Forlì (HVDC Dorsale Adriatica) consentiranno una maggiore integrazione tra le diverse zone di mercato e un più efficace utilizzo dei flussi di energia provenienti da fonti rinnovabili tramite nuovi collegamenti con il Continente.

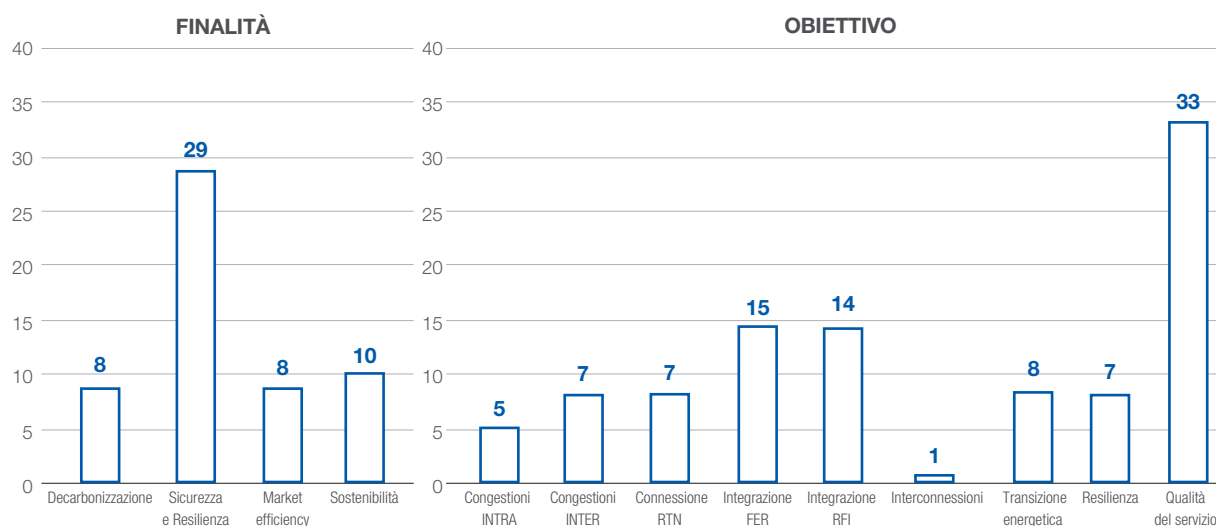
Rispetto al Piano di Sviluppo 2023, i principali avanzamenti sono rappresentati dall'ottenimento dell'autorizzazione per il collegamento HVDC Sardegna - Corsica – Italia (SA.CO.I 3), a settembre 2023 (Decreto direttoriale MASE 239/EL-430/389/2023 del 22 settembre 2023).

³ Un intervento di sviluppo può avere associate più finalità e/o obiettivi

Figura 3 Principali interventi di sviluppo area Centro Nord

* Il completamento al 2035 si riferisce alle opere accessorie dell'intervento.

Nell'area sono previsti 37 interventi di sviluppo, derivanti da piani precedenti e sono principalmente associati alle finalità di Qualità del servizio, Integrazione FER e Integrazione RFI, come rappresentato nella [Figura 4](#).

Figura 4 Obiettivi e Finalità interventi Area Centro Nord⁴

⁴ Un intervento di sviluppo può avere associate più finalità e/o obiettivi



Tabelle di sintesi

3

Nel presente capitolo sono riportate le tabelle di sintesi ordinate in base allo stato di avanzamento delle singole opere degli interventi previsti nei Piani di Sviluppo precedenti.

3.1 Stato di avanzamento delle principali opere degli interventi di sviluppo della RTN

Nei paragrafi seguenti si fornisce un quadro dettagliato sullo stato di avanzamento degli interventi di sviluppo previsti nei Piani di Sviluppo precedenti.

In particolare:

- le principali opere completate nel corso del 2023 e del 2024;
- le principali opere in progettazione esecutiva o in cantierizzazione con l'indicazione della data di ottenimento dell'autorizzazione, della data stimata di entrata in esercizio;
- le principali opere in iter autorizzativo con procedimento avviato nel 2023-2024 o negli anni precedenti;
- le principali opere in concertazione per la definizione della migliore localizzazione sul territorio;
- le opere in valutazione nei precedenti Piani e attualmente pianificate;
- le opere in pianificazione nei piani precedenti che sono state poste in valutazione.

3.1.1 Opere di sviluppo ultimate nel corso del 2023 e del 2024

I principali interventi di sviluppo della Rete di Trasporto Nazionale (RTN) realizzati ed entrati in servizio nel corso del 2023 e del 2024 sono riportati nella [Tabella 1](#) ordinati secondo il codice di riferimento Dlb 579/17 ove presente.

Tabella 1 *Principali interventi di sviluppo ultimati nel corso del 2023 e del 2024*

REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	DENOMINAZIONE OPERA	VALORE [M€]	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO
Trentino Alto Adige	100-I	Incremento della capacità di interconnessione con l'austria ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	Elettrodotto 220 kV Nauders –Glorenza	0,7	2023
Trentino Alto Adige	208-P	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vízze (IT) – Steinach (AT)	Raccordi 132 kV stazione Marlengo e rimozione limitazioni rete 132 kV	0,8	2023
Trentino Alto Adige	222-P	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	Rimozione limitazione direttrice Glorenza-Maso Pill e Raccordi 220 kV stazione Naturno	15,6	2023/2024
Veneto/ Trentino Alto Adige	215-P	Riassetto rete Alto Bellunese	Nuova stazione 220/132 kV (Intervento Completo)	30,6	2024
Trentino Alto Adige	238-P	Stazione 220 kV Glorenza	Rimozione limitazioni 220 kV	15,7	2023/2024
Friuli- Venezia Giulia	246-P	Direttrice 132 kV Opicina FS - Redipuglia	Intervento Completo	1,6	2024
Friuli- Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest – Redipuglia	132 kV Udine FS – Udine Sud	1,3	2023

REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	DENOMINAZIONE OPERA	VALORE [M€]	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO
Friuli- Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest – Redipuglia	132 kV Udine Sud - Cartiere Romanello	4,0	2023
Veneto	225-P	Potenziamento rete AT area Rovigo	Raccordi 132 kV della stazione 132 kV Canaro	1,6	2023/2024
Emilia- Romagna - Toscana	302-P	Elettrodotto 380 kV Colunga - Calenzano	Elettrodotto 380 kV Bargi - Calenzano	6,4	2023
Veneto	237-P	Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete	Stazione 220/132 kV Malo	29,7	2024
Toscana	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba-Continente	Elettrodotto 132 kV Colmata – Portoferraio	97,8	2023
Toscana	308-P	Riassetto rete area Livorno	Nuova stazione 132 kV Collesalveti	25,1	2024
Toscana	317-P	Rete metropolitana di Firenze	Elettrodotto 132 kV Rifredi – Cascine	1,2	2023/2024
Toscana	317-P	Rete metropolitana di Firenze	Elettrodotto 132 kV Casellina – Cascine	0,7	2024
Toscana	317-P	Rete metropolitana di Firenze	Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - SLGreve	5,9	2024
Toscana	317-P	Rete metropolitana di Firenze	Rimozione limitazioni rete 132 kV	5,9	2024

3.1.2 Opere di sviluppo in progettazione esecutiva o in cantierizzazione

Nella *Tabella 2* sono riportate le principali opere in progettazione esecutiva o in cantierizzazione con l'indicazione della data di ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio conseguita ai sensi della Legge 239/04 o normative regionali/provinciali.

Le date di previsione di entrata in esercizio si riferiscono alle opere descritte in tabella e possono differire da quelle relative all'intero intervento, che, come detto in precedenza, è composto dall'insieme di più opere.

La stima dei tempi di entrata in esercizio delle diverse opere, indicate nelle tabelle, tengono conto della specificità dell'opera da realizzare i cui fattori sono meglio descritti nelle schede di dettaglio degli interventi.

Tabella 2 *Principali opere di sviluppo in progettazione esecutiva/cantierizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 o normative regionali/provinciali nel corso del 2024 e del 2023 e negli anni precedenti*

REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	OPERA AUTORIZZATA L.239/04 (RIF. PROCEDIMENTO EL-N) ⁵	DATA OTTENIMENTO AUTORIZZA- ZIONE	STATO AVANZAMENTO	DATA PREVISTA ENTRATA IN ESERCIZIO
Sardegna - Toscana	301-P	Collegamento HVDC Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I.3)	EL-430 Interconnessione HVDC Sardegna – Corsica - Italia	2023	Fase 5 – Cantierizzazione	2029
Sardegna - Toscana	301-P	Collegamento HVDC Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I.3)	EL-430 SdC HVDC Sardegna	2023	Fase 5 – Cantierizzazione	2029
Sardegna - Toscana	301-P	Collegamento HVDC Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I.3)	EL-430 SdC HVDC Toscana	2023	Fase 5 – Cantierizzazione	2029
Abruzzo - Marche	436-P	HVDC Centro Sud / Centro Nord	EL-538 Collegamento HVDC Villanova - Fano	2024	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2029
Abruzzo - Marche	436-P	HVDC Centro Sud / Centro Nord	EL-538 Stazione di conversione HVDC Fano	2024	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2029
Abruzzo - Marche	436-P	HVDC Centro Sud / Centro Nord	EL-538 Stazione di conversione HVDC Villanova	2024	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2029
Abruzzo - Marche	436-P	HVDC Centro Sud / Centro Nord	EL-538 Adeguamento SE 380 kV Fano	2024	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2029
Veneto	203-P	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova	EL-457 Elettrodotto 380 kV Dolo – Camin	2022	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2038

⁵ Sono altresì presenti interventi di sviluppo sulla rete 132 kV in Friuli-Venezia Giulia, che seguono l'iter autorizzativo secondo la legge regionale 19/2012 del 11 ottobre 2012.



REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	OPERA AUTORIZZATA L.239/04 (RIF. PROCEDIMENTO EL-N)	DATA OTTENIMENTO AUTORIZZA- ZIONE	STATO AVANZAMENTO	DATA PREVISTA ENTRATA IN ESERCIZIO
Veneto	203-P	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova	EL-446 Elettrodotto 220 kV Fusina – Stazione IV	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2029-2032
Veneto	203-P	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova	EL-446 Elettrodotto 220 kV Fusina – Stazione V	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2029-2032
Veneto	203-P	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova	EL-446 Elettrodotto 220 kV Fusina – Malcontenta	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2029-2032
Veneto	203-P	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova	EL-446 Stazione 380/220/132 kV Fusina e opere associate	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2029-2032
Veneto	203-P	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova	EL-446 Stazione 220 kV Malcontenta	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2029-2032
Veneto	203-P	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova	EL-446 Adegamenti stazioni 220 kV esistenti	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2029-2032
Trentino Alto Adige	221-P	Razionalizzazione 132 kV Trento Sud	PAT001 Nuova stazione 132 kV Cirè	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2025
Trentino Alto Adige	238-P	Stazione 220 kV Glorenza	E-4470 Rimozione limitazioni 132 kV	2022	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2026
Emilia- Romagna - Toscana	302-P	Elettrodotto 380 kV Colunga - Calenzano	EL-173 Elettrodotto 380 kV Calenzano-S.B. Querceto-Colunga (Inclusa variante con ingresso a Calenzano in d.t. 380 kV Bargi- Calenzano/Colunga- Calenzano)	2020	Fase 5 – Cantierizzazione	2026
Emilia- Romagna - Toscana	302-P	Elettrodotto 380 kV Colunga - Calenzano	EL-173 Stazione 380 kV S.B. Querceto	2020	Fase 5 – Cantierizzazione	2026
Emilia- Romagna - Toscana	302-P	Elettrodotto 380 kV Colunga - Calenzano	EL-173 Stazione 380 kV Calenzano	2020	Fase 5 – Cantierizzazione	2026
Emilia- Romagna - Toscana	302-P	Elettrodotto 380 kV Colunga - Calenzano	EL-173 Stazione 380 kV Colunga	2020	Fase 5 – Cantierizzazione	2026
Emilia- Romagna - Toscana	302-P	Elettrodotto 380 kV Colunga - Calenzano	EL-173 Nuova stazione 132 kV (Futa)	2020	Fase 5 – Cantierizzazione	2026
Emilia- Romagna	307-P	Elettrodotto 220 kV Colunga - Este	EL-240 Elettrodotto 132 kV Ferrara Sud – Centro Energia	2020	Fase 5 – Cantierizzazione	2025
Emilia- Romagna	307-P	Elettrodotto 220 kV Colunga - Este	EL-240 Elettrodotto 132 kV Ferrara Sud – Altedo	2020	Fase 5 – Cantierizzazione	2025
Emilia- Romagna	307-P	Elettrodotto 220 kV Colunga - Este	EL-240 Elettrodotto 132 kV Colunga – Altedo	2020	Fase 5 – Cantierizzazione	2026
Toscana	317-P	Rete Metropolitana di Firenze	EL-385 Elettrodotto 132 kV Casellina – SLGreve	2019	Fase 5 – Cantierizzazione	2025
Toscana	317-P	Rete Metropolitana di Firenze	EL-385 Elettrodotto 132 kV SLGreve – Peretola	2019	Fase 5 – Cantierizzazione	2025
Emilia- Romagna	319-P	Anello 132 kV Rimini-Riccione	EL-433 Elettrodotto 132 kV S. Martino in XX – Riccione	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2029
Emilia- Romagna	319-P	Anello 132 kV Rimini-Riccione	EL-433 Elettrodotto 132 kV S. Martino in XX – Rimini Condotti	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2029
Emilia- Romagna	319-P	Anello 132 kV Rimini-Riccione	EL-433 Nuovo smistamento 132 kV	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2029
Emilia- Romagna	319-P	Anello 132 kV Rimini-Riccione	EL-433 Riassetto rete 132 kV	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2029

REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	OPERA AUTORIZZATA L.239/04 (RIF. PROCEDIMENTO EL-N)	DATA OTTENIMENTO AUTORIZZA- ZIONE	STATO AVANZAMENTO	DATA PREVISTA ENTRATA IN ESERCIZIO
Emilia- Romagna	319-P	Anello 132 kV Rimini -Riccione	EL-433 Elettrodotto 132 kV Rimini Condotti - Rimini Sud	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2029
Emilia- Romagna	321-P	Rete area Forlì/Cesena	EL-433 Raccordo alla CP Gambettola	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2028
Emilia- Romagna	326-P	Riassetto rete AT area di Bologna	EL-443 Elettrodotto 132 kV Giardini M. – S. Donato	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2030
Emilia- Romagna	326-P	Riassetto rete AT area di Bologna	EL-443 Raccordo 132 kV der.S. Viola	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2030
Emilia- Romagna	326-P	Riassetto rete AT area di Bologna	EL-443 Stazione 380 kV Martignone	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2029
Emilia- Romagna	326-P	Riassetto rete AT area di Bologna	EL-443 Stazione 380 kV Colunga	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2029
Emilia- Romagna	326-P	Riassetto rete AT area di Bologna	EL-443 Riassetto rete AT	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2031
Emilia- Romagna	326-P	Riassetto rete AT area di Bologna	EL-443 Riassetto rete 132 kV Martignone - Castelmaggiore	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2028
Emilia- Romagna	326-P	Riassetto rete AT area di Bologna	EL-443 Riassetto rete 132 kV Martignone – Beverara RFI– Bologna N	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2028
Emilia- Romagna	326-P	Riassetto rete AT area di Bologna	EL-443 Riassetto rete 132 kV Colunga – Grizzana RT	2021	Fase 4 – Progettazione Esecutiva	2028

3.1.3 Opere di sviluppo in autorizzazione

Relativamente agli interventi con iter autorizzativo attualmente in corso presso gli enti competenti, si riportano di seguito (*Tabella 3*) le principali opere di sviluppo per le quali è stato avviato l'iter autorizzativo ai sensi della Legge 239/04 o normativa regionale/provinciale alla costruzione e all'esercizio nel corso dell'anno 2023 e 2024 e quelle il cui iter autorizzativo è stato avviato negli anni precedenti al 2024.

Tabella 3 *Principali opere di sviluppo con iter autorizzativo avviato ai sensi della L. 239/04 o procedimenti normativi regionali/provinciali nel corso del 2023 e 2024 e negli anni precedenti o depositato presso il ministero competente*

REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	OPERA AVVIATA IN AUTORIZZAZIONE AI SENSI DELLA L.239/04 ⁶ (RIF. PROCEDIMENTO EL-N)	DATA AVVIO ITER AUTORIZZATIVO O DEPOSITO ISTANZA
Veneto	203-P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Varianti in cavo interrato agli elettrodotti 132 kV "C.P. Camin – C.P. Conselve" e "S.E. Camin - C.P. Rovigo P.A." (EL-573)	25-ago-2024
Provincia Autonoma di Bolzano	252-P	Interconnessione AT Dobbiaco - Austria	Conn. 132 kV Dobbiaco-Sesto (EL PAB 004)	27-feb-2024
Emilia-Romagna	326-P	Riassetto Rete AT Area di Bologna	Conn. 132 kV SE Bologna Tecnopolo e Raccordi in cavo	Opera con istanza depositata presso l'ente competente in data 1-ago-2024
Veneto	206-P	Stazione 380 kV di Volpago	Nuova stazione 380/220/132 kV Volpago e riassetto rete (EL-552)	2023
Veneto	206-P	Stazione 380 kV di Volpago	Nuova SE 132 kV Rio S.Martino (EL-552)	2023
Friuli-Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Rimozione Limitazioni el.380 kV Monfalcone – Redipuglia (EL-551)	2022
Friuli-Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	132 kV Redipuglia - Ca' Poia (EN-ELR-1715.1)	2017

⁶ Sono altresì presenti interventi di sviluppo sulla rete 132 kV in Friuli-Venezia Giulia, che seguono l'iter autorizzativo secondo la legge regionale 19/2012 del 11 ottobre 2012.



REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	OPERA AVVIATA IN AUTORIZZAZIONE AI SENSI DELLA L.239/04 ⁹ (RIF. PROCEDIMENTO EL-N)	DATA AVVIO ITER AUTORIZZATIVO O DEPOSITO ISTANZA
Veneto	216-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Nuova stazione 220/132 kV Polpet (EL-251)	2011
Veneto	216-P	Razionalizzazione rete Media Valle del Piave	Elettrodotto 132 kV Desedan – Polpet (EL-251)	2011
Veneto	216-P	Razionalizzazione rete Media Valle del Piave	Elettrodotto 132 kV Forno di Zoldo – Polpet – der. Desedan (EL-251)	2011
Veneto	216-P	Razionalizzazione rete Media Valle del Piave	Stazione 132 kV Gardona (EL-251)	2011
Veneto	216-P	Razionalizzazione rete Media Valle del Piave	Elettrodotto 132 kV Pelos – Gardona – Desedan – Polpet (EL-251)	2011
Veneto	216-P	Razionalizzazione rete Media Valle del Piave	Raccordi 132 kV alla stazione di Polpet degli elettrodotti 132 kV Polpet – Nove, Polpet – La Secca e Polpet – Belluno (EL-251)	2011
Veneto	216-P	Razionalizzazione rete Media Valle del Piave	Rimozione limitazioni 220 kV in attestazione ai nodi di Polpet e Soverzene (EL-251)	2011
Veneto	216-P	Razionalizzazione rete Media Valle del Piave	Raccordi 132 kV alla CP Belluno (EL-251)	2011
Trentino Alto Adige	221-P	Razionalizzazione 132 kV Trento Sud	Riassetto rete 220 kV (EL-328)	2014
Trentino Alto Adige	222-P	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	Adeguamento impianto 220 kV Maso Pill (EL-523)	2022
Veneto	200-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia ai sensi della Legge 99/2009 e s.m.i.	HVDC Divaca – Salgareda (EL-308)	2012
Toscana	306-P	Riassetto rete 132 kV area di Lucca	Stazione 380/132 kV area di Lucca (EL-324)	2014
Emilia-Romagna	320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia	Elettrodotto 132 kV Mancasale – Villa Cadè (EL-483)	2021
Emilia-Romagna	320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia	Elettrodotto 132 kV Mancasale-Reggio Nord (EL-483)	2021
Emilia-Romagna	320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia	Elettrodotto 132 kV Castelnovo di Sotto- Mancasale (EL-483)	2021
Emilia-Romagna	320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia	Razionalizzazione rete AT (EL-483)	2021

3.1.4 Opere di sviluppo in concertazione

In *Tabella 4* sono riportate le principali opere in fase di concertazione/consultazione ai sensi delle normative vigenti.

Tabella 4 *Principali interventi di sviluppo in concertazione*

REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO
Emilia-Romagna	318-P	Riassetto di Ferrara
Toscana	345-P	Stazione 380/132 kV Larderello
Toscana	338-P	Stazione 380 kV a Nord di Grosseto
Friuli-Venezia-Giulia	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia

3.1.5 Opere di sviluppo in valutazione

Si riporta nella *Tabella 5* il dettaglio delle principali opere che nel corso del 2023 e del 2024 sono passate dallo stato “pianificato” allo stato “in valutazione”.

Tabella 5 *Opere “in valutazione” nel Piano di Sviluppo 2025*

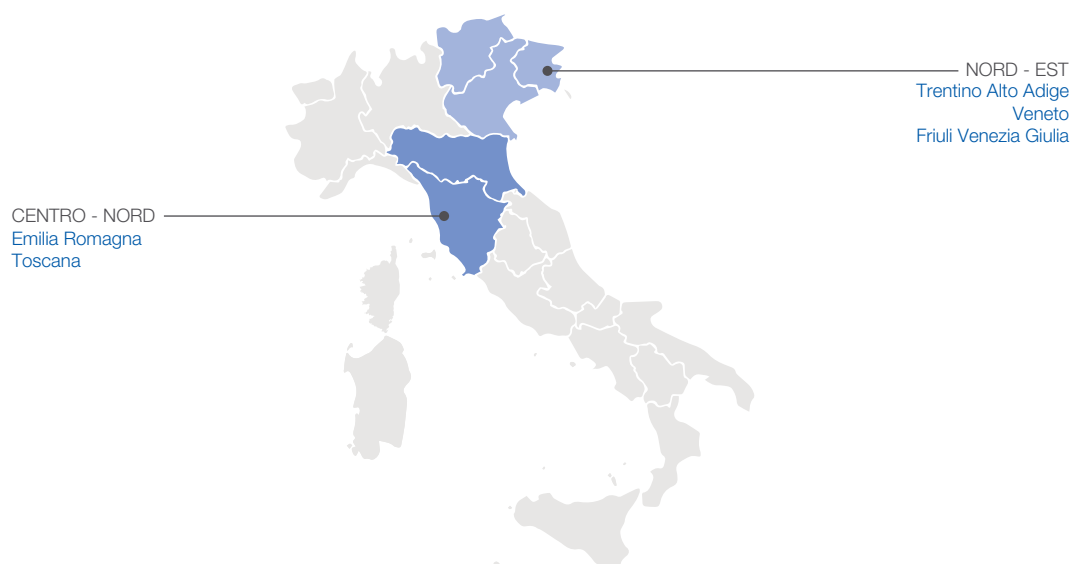
OPERE “IN VALUTAZIONE”			
IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	OPERA	MOTIVAZIONE
354-S	Interconnessione Isola del Giglio	Intero intervento	Intervento posto in valutazione in accordo al parere ARERA 335/2022/EEL del 19 luglio 2022. Inoltre, in relazione all'evoluzione degli scenari energetici ed alla luce di una forte crescita delle rinnovabili, l'attività attualmente riveste carattere di minore priorità nell'orizzonte di Piano
358-S	Nuovo elettrodotto 132 kV “Rimini Condotti-Rimini Nord”	Intero intervento	Difficoltà realizzative presso gli impianti dell'area per impossibilità di spazi nei nodi elettrici. L'attività attualmente riveste carattere di minore priorità nell'orizzonte di Piano

Schede degli interventi dei Piani di Sviluppo precedenti

Gli interventi di sviluppo dell'Area Nord Est pianificati nei piani precedenti sono stati aggregati geograficamente per aree territoriali (regionali o pluriregionali):

- Nord – Est (Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli-Venezia Giulia);
- Centro – Nord (Emilia-Romagna e Toscana).

Figura 5 *Regioni di riferimento*



In continuità con l'edizione di Piano precedente sono state predisposte delle schede per ogni intervento di sviluppo previsto, che riportano:

- Informazioni identificative e descrittive dell'intervento;
- Finalità e obiettivi dell'intervento;
- Previsione tempistiche;
- Impatti territoriali;
- Descrizione delle opere e relativo stato di avanzamento;
- Schema di rete;
- Investimento economico;
- Analisi Costi Benefici, dove applicabile.

Per ogni area territoriale (regionale o pluriregionale), sono state rappresentate le schede degli interventi e, alla fine, le opere in valutazione per le quali non si prevede al momento l'avvio delle attività nell'orizzonte di piano, fatta salva l'eventualità di una futura modifica delle esigenze/condizioni al contorno che consenta di superare le attuali incertezze riprogrammando le opere in argomento nei prossimi Piani di Sviluppo.



La [Tabella 6](#) presenta la lista degli interventi di sviluppo pianificati nei Piani precedenti al Piano di Sviluppo 2025 relativi alle aree precedentemente menzionate.

Tabella 6 *Interventi di sviluppo pianificati nei piani precedenti*

AREA TERRITORIALE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	PAGINA
Nord Est	200-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	96
Nord Est	203-P	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova	49
Nord Est	204-P	Elettrodotto 220 kV Interconnessione Italia - Austria	51
Nord Est	206-P	Stazione 380 kV di Volpago	53
Nord Est	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	56
Nord Est	208-P	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vizze - Steinach	57
Nord Est	210-P	Elettrodotto 132 kV Redipuglia - Duino	58
Nord Est	216-P	Razionalizzazione rete media valle del Piave	59
Nord Est	220-P	Razionalizzazione rete AT nell'area di S.Massenza	62
Nord Est	221-P	Razionalizzazione 132 kV Trento Sud	64
Nord Est	222-P	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	65
Nord Est	225-P	Potenziamento rete AT area Rovigo	66
Nord Est	229-P	Stazione 380 kV Sandrigo	67
Nord Est	235-P	Stazione 220 kV Ala	68
Nord Est	237-P	Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete	69
Nord Est	238-P	Stazione 220 kV Glorencia	70
Nord Est	239-P	Stazione 380 kV Dugale	71
Nord Est	245-P	Stazione Bressanone e direttrice 132 kV Terme di Brennero – Bolzano FS – Mori	72
Nord Est	249-P	Stazione 220/132 kV S.Floriano	74
Nord Est	252-P	Interconnessione AT Dobbiaco - Austria	75
Nord Est	253-P	Stazione 220/132 kV Padriciano	77
Nord Est	254-P	Elettrodotto 380 kV Venezia Nord - Salgareda	78
Nord Est	255-P	Elettrodotto 132 kV Predazzo - Moena	79
Nord Est	256-P	Risoluzione antenna utente Ferriere Nord	80
Nord Est	257-P	Riassetto rete a ovest di Padova	81
Nord Est	258-P	Riassetto rete area di Abano	82
Nord Est	259-P	Razionalizzazione rete AT Verona	84
Nord Est	260-P	Razionalizzazione rete AT in provincia di Venezia	87
Nord Est	261-P	Riassetto rete nell'area della stazione Cavilla	88
Nord Est	262-P	Incremento magliatura SE 220 kV Conegliano	90
Nord Est	263-P	Incremento della trasformazione SE Villabona	92
Sardegna / Centro Nord	301-P	Collegamento HVDC Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I.3)	42
Centro Nord	302-P	Elettrodotto 380 kV Colunga – Calenzano	100
Centro Nord	305-P	Rete AT di Arezzo	102
Centro Nord	306-P	Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca	103
Centro Nord	307-P	Elettrodotto 220 kV Colunga - Este	105
Centro Nord	308-P	Riassetto rete area Livorno	106
Centro Nord	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente	107

AREA TERRITORIALE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	PAGINA
Centro Nord	310-P	Elettrodotto 132 kV Borgonovo – Salsominore – Borgotaro	109
Centro Nord	311-P	Elettrodotto 132 kV Grosseto FS – Orbetello FS	110
Centro Nord	314-P	Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia	111
Centro Nord	317-P	Rete metropolitana di Firenze	113
Centro Nord	318-P	Riassetto di Ferrara	115
Centro Nord	319-P	Anello 132 kV Riccione - Rimini	117
Centro Nord	320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia	118
Centro Nord	321-P	Rete area Forlì/Cesena	120
Centro Nord	322-P	Rete Nord – Ovest Emilia	121
Centro Nord	323-P	Rete AT area di Modena	122
Centro Nord	326-P	Riassetto rete AT a Nord di Bologna	123
Centro Nord	327-P	Elettrodotto 132 kV Laguna - Faenza	124
Centro Nord	335-P	Stazione 220 kV Avenza	125
Centro Nord	338-P	Stazione 380 kV a nord di Grosseto	126
Centro Nord	339-P	Diretrice 132 kV Talamello-Subbiano all.	129
Centro Nord	341-P	Diretrice 132 kV Pontremoli FS-Borgotaro FS-Berceto FS	130
Centro Nord	345-P	Stazione 380/132 kV Larderello	131
Centro Nord	346-P	Stazione 220 kV Colorno	133
Centro Nord	348-P	Razionalizzazione rete tra Parma e Piacenza	134
Centro Nord	349-P	Stazione 380 kV Piombino	137
Centro Nord / Nord Est	350-P	Elettrodotto 220 kV Colunga-Bussolengo	138
Centro Nord	352-P	Incremento Magliatura Rete 132 kV Area Amiata	140
Centro Nord	353-P	Riassetto Rete per Alimentazione AV 132 kV In Toscana	142
Centro / Centro Nord / Nord	355-P/HG-1	HVDC Milano-Montalto	26
Centro / Centro Nord	356-P/HG-2	Central Link	32
Centro Nord	357-P	Incremento magliatura area di Ravenna	143
Centro Nord	359-P	Nuovo elettrodotto "Follonica - Follonica RT"	145
Centro / Centro Nord	432-P	Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord	146
Centro	436-P	HVDC Centro Sud / Centro Nord	45
Sud / Centro Nord	447-P/HG-5	Dorsale Adriatica: HVDC Foggia - Forlì	38



Template Scheda Intervento Standard

RAZIONALIZZAZIONE RETE AT IN UMBRIA			
IDENTIFICATIVO PMI	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
621 P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2025		Marche, Umbria, Abruzzo	Centro Sud-Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Con il presente passaggio del livello di tensione di esempio da 132 a 150 kV, si è valutato un aumento dell'affidabilità e dell'efficienza nella gestione della rete iperfornita in una sensibile riduzione delle perdite ed in un aumento della capacità di trasmissione. Per attuare il cambio di tensione, si è determinata la necessità di adeguare alcuni elettrodotti a 150 kV e sostituire un numero ridotto di trasformatori 130 v/150 kV, alcuni trasmissioni e apparati di isolamento non adeguati ad essere inseriti di nuovo livello di tensione. Occorrerà anche rilevare gli apparati di misura, Controllatori, relè, "Impianti" che vengono per il servizio di trasmissione, a gennaio la ricostruzione delle linee AT "Pietralla - Umana" del sistema "Piemonte", "Capovino - Pietralla" e "Piemonte - Capovino", adeguando all'esempio a 150 kV. Successivamente, anche la linea "Pietralla - Poggio" del "Piemonte" sarà adeguata all'esempio a 150 kV (presa Accoppiatore, in modo da preservare la capacità produttiva locale, nell'ambito dei dati storici, e procedere anche all'installazione delle rilevazioni presenti).</p> <p>Per migliorare la gestione in sicurezza dell'area di trasmissione su cui si affollano le centrali di Barchi e le centrali situate tra Terni e Fiano Romano, sono previsti gli interventi finalizzati a eliminare alcune interferenze con linee in media tensione che non permettono di sfruttare la piena capacità di trasporto degli elettrodotti a 150 kV "Pietralla - Barchi" e "Barchi - Fiano Romano".</p> <p>Al fine di incrementare la sicurezza dell'alimentazione della città di Perugia, si realizzerà un collegamento a 150 kV per la chiusura di CP Poggio Rio.</p> <p>Infine, per incrementare la sicurezza dell'area di trasmissione, sarà ricostruito la linea a 150 kV "Capovino - Gubbio", aumentando l'isolamento a sfioramento di linea di gestione anche nel prossimo futuro adeguati livelli di qualità del servizio nell'area compresa tra le province di Perugia e Macerata. Gli elettrodotti 150 kV che attraversano le stazioni di Capovino con la CP di Gubbio Tadrino, inoltre, sono state di costruire e sostituiti trasmissioni tra l'area nord-est Umbria e la zona centrale della Marche rendendo affidabile il mantenimento di una soddisfacente qualità del servizio nelle aree interessate.</p> <p>Al fine di incrementare la capacità del servizio di esempio, si è in corso di valutazione la realizzazione di una variante alla realizzazione del 150 kV "Pietralla - Spilimbergo".</p> <p>Al fine di garantire con la massima sicurezza l'alimentazione dei centri dell'area sarà realizzato un nuovo tratto di linea in sede della stazione di Capovino che si allaccia alla linea AT "Poggio Rio - Rocca Umbra" e sarà ricostruita la linea AT "Rocca Umbra - Gubbio Tadrino" e il tratto tra l'isolamento e la stazione di Rocca Umbra.</p> <p>La sostituzione di elettrodotti particolarmente vecchi sarà l'occasione per avviare una scelta operativa di razionalizzazione della rete che consenta di ridurre l'impatto ambientale e migliorare la razionalizzazione dei tracciati degli elettrodotti interessati dagli interventi.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrità del RETE	Qualità del Servizio
Market Efficiency	Sostenibilità	Conseguenze RETE	Conseguenze RETE
PRESSIONE ECONOMICA INTERVENTO			
ANNO ATTIVITÀ	ANNO REALIZZAZIONE	COMPLETAMENTO	
	2025	2027	
INTERDEPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDO CON TENET	
BENEFIT TRIVIALI			
ATTIVITÀ	150 (P)	150 (P)	150 (P)
Realizzazione	75	8	70
Chiusura	54	8	3
Chiusura e Realizzazione	144	16	73

BENEFICI TRIVIALI DI SISTEMA			
PNEC 2030			
Beneficiario	Valore	Beneficiario	Valore
1. 150 kV - 150 kV	1. 150 kV	1. 150 kV - 150 kV	1. 150 kV
2. 150 kV - 150 kV	2. 150 kV	2. 150 kV - 150 kV	2. 150 kV
3. 150 kV - 150 kV	3. 150 kV	3. 150 kV - 150 kV	3. 150 kV
4. 150 kV - 150 kV	4. 150 kV	4. 150 kV - 150 kV	4. 150 kV
5. 150 kV - 150 kV	5. 150 kV	5. 150 kV - 150 kV	5. 150 kV
6. 150 kV - 150 kV	6. 150 kV	6. 150 kV - 150 kV	6. 150 kV
7. 150 kV - 150 kV	7. 150 kV	7. 150 kV - 150 kV	7. 150 kV
8. 150 kV - 150 kV	8. 150 kV	8. 150 kV - 150 kV	8. 150 kV
9. 150 kV - 150 kV	9. 150 kV	9. 150 kV - 150 kV	9. 150 kV
10. 150 kV - 150 kV	10. 150 kV	10. 150 kV - 150 kV	10. 150 kV
11. 150 kV - 150 kV	11. 150 kV	11. 150 kV - 150 kV	11. 150 kV
12. 150 kV - 150 kV	12. 150 kV	12. 150 kV - 150 kV	12. 150 kV
13. 150 kV - 150 kV	13. 150 kV	13. 150 kV - 150 kV	13. 150 kV
14. 150 kV - 150 kV	14. 150 kV	14. 150 kV - 150 kV	14. 150 kV
15. 150 kV - 150 kV	15. 150 kV	15. 150 kV - 150 kV	15. 150 kV
16. 150 kV - 150 kV	16. 150 kV	16. 150 kV - 150 kV	16. 150 kV
17. 150 kV - 150 kV	17. 150 kV	17. 150 kV - 150 kV	17. 150 kV
18. 150 kV - 150 kV	18. 150 kV	18. 150 kV - 150 kV	18. 150 kV
19. 150 kV - 150 kV	19. 150 kV	19. 150 kV - 150 kV	19. 150 kV
20. 150 kV - 150 kV	20. 150 kV	20. 150 kV - 150 kV	20. 150 kV
21. 150 kV - 150 kV	21. 150 kV	21. 150 kV - 150 kV	21. 150 kV
22. 150 kV - 150 kV	22. 150 kV	22. 150 kV - 150 kV	22. 150 kV
23. 150 kV - 150 kV	23. 150 kV	23. 150 kV - 150 kV	23. 150 kV
24. 150 kV - 150 kV	24. 150 kV	24. 150 kV - 150 kV	24. 150 kV
25. 150 kV - 150 kV	25. 150 kV	25. 150 kV - 150 kV	25. 150 kV
26. 150 kV - 150 kV	26. 150 kV	26. 150 kV - 150 kV	26. 150 kV
27. 150 kV - 150 kV	27. 150 kV	27. 150 kV - 150 kV	27. 150 kV
28. 150 kV - 150 kV	28. 150 kV	28. 150 kV - 150 kV	28. 150 kV
29. 150 kV - 150 kV	29. 150 kV	29. 150 kV - 150 kV	29. 150 kV
30. 150 kV - 150 kV	30. 150 kV	30. 150 kV - 150 kV	30. 150 kV
31. 150 kV - 150 kV	31. 150 kV	31. 150 kV - 150 kV	31. 150 kV
32. 150 kV - 150 kV	32. 150 kV	32. 150 kV - 150 kV	32. 150 kV
33. 150 kV - 150 kV	33. 150 kV	33. 150 kV - 150 kV	33. 150 kV
34. 150 kV - 150 kV	34. 150 kV	34. 150 kV - 150 kV	34. 150 kV
35. 150 kV - 150 kV	35. 150 kV	35. 150 kV - 150 kV	35. 150 kV
36. 150 kV - 150 kV	36. 150 kV	36. 150 kV - 150 kV	36. 150 kV
37. 150 kV - 150 kV	37. 150 kV	37. 150 kV - 150 kV	37. 150 kV
38. 150 kV - 150 kV	38. 150 kV	38. 150 kV - 150 kV	38. 150 kV
39. 150 kV - 150 kV	39. 150 kV	39. 150 kV - 150 kV	39. 150 kV
40. 150 kV - 150 kV	40. 150 kV	40. 150 kV - 150 kV	40. 150 kV
41. 150 kV - 150 kV	41. 150 kV	41. 150 kV - 150 kV	41. 150 kV
42. 150 kV - 150 kV	42. 150 kV	42. 150 kV - 150 kV	42. 150 kV
43. 150 kV - 150 kV	43. 150 kV	43. 150 kV - 150 kV	43. 150 kV
44. 150 kV - 150 kV	44. 150 kV	44. 150 kV - 150 kV	44. 150 kV
45. 150 kV - 150 kV	45. 150 kV	45. 150 kV - 150 kV	45. 150 kV
46. 150 kV - 150 kV	46. 150 kV	46. 150 kV - 150 kV	46. 150 kV
47. 150 kV - 150 kV	47. 150 kV	47. 150 kV - 150 kV	47. 150 kV
48. 150 kV - 150 kV	48. 150 kV	48. 150 kV - 150 kV	48. 150 kV
49. 150 kV - 150 kV	49. 150 kV	49. 150 kV - 150 kV	49. 150 kV
50. 150 kV - 150 kV	50. 150 kV	50. 150 kV - 150 kV	50. 150 kV
51. 150 kV - 150 kV	51. 150 kV	51. 150 kV - 150 kV	51. 150 kV
52. 150 kV - 150 kV	52. 150 kV	52. 150 kV - 150 kV	52. 150 kV
53. 150 kV - 150 kV	53. 150 kV	53. 150 kV - 150 kV	53. 150 kV
54. 150 kV - 150 kV	54. 150 kV	54. 150 kV - 150 kV	54. 150 kV
55. 150 kV - 150 kV	55. 150 kV	55. 150 kV - 150 kV	55. 150 kV
56. 150 kV - 150 kV	56. 150 kV	56. 150 kV - 150 kV	56. 150 kV
57. 150 kV - 150 kV	57. 150 kV	57. 150 kV - 150 kV	57. 150 kV
58. 150 kV - 150 kV	58. 150 kV	58. 150 kV - 150 kV	58. 150 kV
59. 150 kV - 150 kV	59. 150 kV	59. 150 kV - 150 kV	59. 150 kV
60. 150 kV - 150 kV	60. 150 kV	60. 150 kV - 150 kV	60. 150 kV
61. 150 kV - 150 kV	61. 150 kV	61. 150 kV - 150 kV	61. 150 kV
62. 150 kV - 150 kV	62. 150 kV	62. 150 kV - 150 kV	62. 150 kV
63. 150 kV - 150 kV	63. 150 kV	63. 150 kV - 150 kV	63. 150 kV
64. 150 kV - 150 kV	64. 150 kV	64. 150 kV - 150 kV	64. 150 kV
65. 150 kV - 150 kV	65. 150 kV	65. 150 kV - 150 kV	65. 150 kV
66. 150 kV - 150 kV	66. 150 kV	66. 150 kV - 150 kV	66. 150 kV
67. 150 kV - 150 kV	67. 150 kV	67. 150 kV - 150 kV	67. 150 kV
68. 150 kV - 150 kV	68. 150 kV	68. 150 kV - 150 kV	68. 150 kV
69. 150 kV - 150 kV	69. 150 kV	69. 150 kV - 150 kV	69. 150 kV
70. 150 kV - 150 kV	70. 150 kV	70. 150 kV - 150 kV	70. 150 kV
71. 150 kV - 150 kV	71. 150 kV	71. 150 kV - 150 kV	71. 150 kV
72. 150 kV - 150 kV	72. 150 kV	72. 150 kV - 150 kV	72. 150 kV
73. 150 kV - 150 kV	73. 150 kV	73. 150 kV - 150 kV	73. 150 kV
74. 150 kV - 150 kV	74. 150 kV	74. 150 kV - 150 kV	74. 150 kV
75. 150 kV - 150 kV	75. 150 kV	75. 150 kV - 150 kV	75. 150 kV
76. 150 kV - 150 kV	76. 150 kV	76. 150 kV - 150 kV	76. 150 kV
77. 150 kV - 150 kV	77. 150 kV	77. 150 kV - 150 kV	77. 150 kV
78. 150 kV - 150 kV	78. 150 kV	78. 150 kV - 150 kV	78. 150 kV
79. 150 kV - 150 kV	79. 150 kV	79. 150 kV - 150 kV	79. 150 kV
80. 150 kV - 150 kV	80. 150 kV	80. 150 kV - 150 kV	80. 150 kV
81. 150 kV - 150 kV	81. 150 kV	81. 150 kV - 150 kV	81. 150 kV
82. 150 kV - 150 kV	82. 150 kV	82. 150 kV - 150 kV	82. 150 kV
83. 150 kV - 150 kV	83. 150 kV	83. 150 kV - 150 kV	83. 150 kV
84. 150 kV - 150 kV	84. 150 kV	84. 150 kV - 150 kV	84. 150 kV
85. 150 kV - 150 kV	85. 150 kV	85. 150 kV - 150 kV	85. 150 kV
86. 150 kV - 150 kV	86. 150 kV	86. 150 kV - 150 kV	86. 150 kV
87. 150 kV - 150 kV	87. 150 kV	87. 150 kV - 150 kV	87. 150 kV
88. 150 kV - 150 kV	88. 150 kV	88. 150 kV - 150 kV	88. 150 kV
89. 150 kV - 150 kV	89. 150 kV	89. 150 kV - 150 kV	89. 150 kV
90. 150 kV - 150 kV	90. 150 kV	90. 150 kV - 150 kV	90. 150 kV
91. 150 kV - 150 kV	91. 150 kV	91. 150 kV - 150 kV	91. 150 kV
92. 150 kV - 150 kV	92. 150 kV	92. 150 kV - 150 kV	92. 150 kV
93. 150 kV - 150 kV	93. 150 kV	93. 150 kV - 150 kV	93. 150 kV
94. 150 kV - 150 kV	94. 150 kV	94. 150 kV - 150 kV	94. 150 kV
95. 150 kV - 150 kV	95. 150 kV	95. 150 kV - 150 kV	95. 150 kV
96. 150 kV - 150 kV	96. 150 kV	96. 150 kV - 150 kV	96. 150 kV
97. 150 kV - 150 kV	97. 150 kV	97. 150 kV - 150 kV	97. 150 kV
98. 150 kV - 150 kV	98. 150 kV	98. 150 kV - 150 kV	98. 150 kV
99. 150 kV - 150 kV	99. 150 kV	99. 150 kV - 150 kV	99. 150 kV
100. 150 kV - 150 kV	100. 150 kV	100. 150 kV - 150 kV	100. 150 kV
101. 150 kV - 150 kV	101. 150 kV	101. 150 kV - 150 kV	101. 150 kV
102. 150 kV - 150 kV	102. 150 kV	102. 150 kV - 150 kV	102. 150 kV
103. 150 kV - 150 kV	103. 150 kV	103. 150 kV - 150 kV	103. 150 kV
104. 150 kV - 150 kV	104. 150 kV	104. 150 kV - 150 kV	104. 150 kV
105. 150 kV - 150 kV	105. 150 kV	105. 150 kV - 150 kV	105. 150 kV
106. 150 kV - 150 kV	106. 150 kV	106. 150 kV - 150 kV	106. 150 kV
107. 150 kV - 150 kV	107. 150 kV	107. 150 kV - 150 kV	107. 150 kV
108. 150 kV - 150 kV	108. 150 kV	108. 150 kV - 150 kV	108. 150 kV
109. 150 kV - 150 kV	109. 150 kV	109. 150 kV - 150 kV	109. 150 kV
110. 150 kV - 150 kV	110. 150 kV	110. 150 kV - 150 kV	110. 150 kV
111. 150 kV - 150 kV	111. 150 kV	111. 150 kV - 150 kV	111. 150 kV
112. 150 kV - 150 kV	112. 150 kV	112. 150 kV - 150 kV	112. 150 kV
113. 150 kV - 150 kV	113. 150 kV	113. 150 kV - 150 kV	113. 150 kV
114. 150 kV - 150 kV	114. 150 kV	114. 150 kV - 150 kV	114. 150 kV
115. 150 kV - 150 kV	115. 150 kV	115. 150 kV - 150 kV	115. 150 kV
116. 150 kV - 150 kV	116. 150 kV	116. 150 kV - 150 kV	116. 150 kV
117. 150 kV - 150 kV	117. 150 kV	117. 150 kV - 150 kV	117. 150 kV
118. 150 kV - 150 kV	118. 150 kV	118. 150 kV - 150 kV	118. 150 kV
119. 150 kV - 150 kV	119. 150 kV	119. 150 kV - 150 kV	119. 150 kV
120. 150 kV - 150 kV	120. 150 kV	120. 150 kV - 150 kV	120. 150 kV
121. 150 kV - 150 kV	121. 150 kV	121. 150 kV - 150 kV	121. 150 kV
122. 150 kV - 150 kV	122. 150 kV	122. 150 kV - 150 kV	122. 150 kV
123. 150 kV - 150 kV	123. 150 kV	123. 150 kV - 150 kV	123. 150 kV
124. 150 kV - 150 kV	124. 150 kV	124. 150 kV - 150 kV	124. 150 kV
125. 150 kV - 150 kV	125. 150 kV	125. 150 kV - 150 kV	125. 150 kV
126. 150 kV - 150 kV	126. 150 kV	126. 150 kV - 150 kV	126. 150 kV
127. 150 kV - 150 kV	127. 150 kV	127. 150 kV - 150 kV	127. 150 kV
128. 150 kV - 150 kV	128. 150 kV	128. 150 kV - 150 kV	128. 150 kV
129. 150 kV - 150 kV	129. 150 kV	129. 150 kV - 150 kV	129. 150 kV
130. 150 kV - 150 kV	130. 150 kV	130. 150 kV - 150 kV	130. 150 kV
131. 150 kV - 150 kV	131. 150 kV	131. 150 kV - 150 kV	131. 150 kV
132. 150 kV - 150 kV	132. 150 kV	132. 150 kV - 150 kV	132. 150 kV
133. 150 kV - 150 kV	133. 150 kV	133. 150 kV - 150 kV	133. 150 kV
134. 150 kV - 150 kV	134. 150 kV	134. 150 kV - 150 kV	134. 150 kV
135. 150 kV - 150 kV	135. 150 kV	135. 150 kV - 150 kV	135. 150 kV
136. 150 kV - 150 kV	136. 150 kV	136. 150 kV - 150 kV	136. 150 kV
137. 150 kV - 150 kV	137. 150 kV	137. 150 kV - 150 kV	137. 150 kV
138. 150 kV - 150 kV	138. 150 kV	138. 150 kV - 150 kV	138. 150 kV
139. 150 kV - 150 kV	139. 150 kV	139. 150 kV - 150 kV	139. 150 kV
140. 150 kV - 150 kV	140. 150 kV	140. 150 kV - 150 kV	140. 150 kV
141. 150 kV - 150 kV	141. 15		

- **Interconnessioni:** incremento capacità interconnessione;
 - **Congestioni INTER / INTRA:** riduzione congestioni tra zone di mercato (congestioni interzonali) e congestioni intrazonali e vincoli alla produzione efficiente (congestioni intrazonali);
 - **Integrazione FER:** massimizzazione all'integrazione della produzione da capacità rinnovabile;
 - **Qualità del servizio:** qualità, continuità e sicurezza del servizio elettrico;
 - **Resilienza:** resilienza del servizio elettrico;
 - **Integrazione RFI:** attività per l'incremento del livello di sicurezza e magliatura della Rete Ferroviaria Italiana;
 - **Connessione RTN:** attività per la sicurezza e affidabilità della rete in zone caratterizzate dalla presenza di vari utenti di consumo;
 - **Transazione energetica:** intervento finalizzato al raggiungimento degli obiettivi delineati nell'ambito della Transizione energetica.
- **Previsione tempistica intervento:** relativamente all'intervento, si indicano le stime delle date di:
 - Avvio attività, ossia data previsionale di avvio iter autorizzativo e/o attività equiparabili di progettazione della prima opera (in termini temporali) dell'intervento;
 - Avvio cantieri, ossia data previsionale di avvio cantieri o attività propedeutiche della prima opera dell'intervento, successivamente alle attività al punto precedente;
 - Completamento, ossia data previsionale di entrata in esercizio dell'ultima opera dell'intervento.
- La previsione delle tempistiche di ottenimento iter è condizionata dall'eventuale condivisione preventiva con gli Enti Locali della migliore soluzione localizzativa, ai tempi di rilascio dei benestare da parte delle autorità competenti e al rilascio delle necessarie autorizzazioni da parte delle Amministrazioni preposte.
- In particolare, per le opere autorizzate, la previsione delle tempistiche di completamento è funzione di una serie di fattori che possono riassumersi in:
- lunghezza dell'elettrodotto aereo e difficoltà derivanti dal territorio in cui si sviluppa;
 - lunghezza di eventuali tratti in cavo e dei tempi di fornitura degli stessi (funzione del carico di lavoro delle fabbriche);
 - accessibilità ai cantieri per la realizzazione delle fondazioni e il montaggio dei sostegni;
 - organizzazione del cantiere e risorse disponibili;
 - velocità di installazione dei cavi secondo tipologia di zona (urbana, suburbana, extraurbana);
 - presenza o meno nelle stazioni di macchinario destinato alla trasformazione (durata di fabbricazione di almeno 12 mesi);
 - presenza o meno nelle stazioni di sezioni isolate in SF6 (durata di fabbricazione di circa 12 – 14 mesi);
 - fattori climatici nelle esecuzioni delle opere (periodi invernali condizionano l'esecuzione di attività di cantiere per gli elettrodotti);
 - caratteristiche dei terreni su cui ricadono gli impianti da sviluppare;
 - standardizzazione o meno dei componenti e delle opere;
 - procedure e regolamenti adottati per forniture e appalti;
 - politiche di committenza (ad es. suddivisione in lotti);
 - situazioni del mercato degli appaltatori e fornitori nel settore specifico;
 - possibili problematiche successive allo svolgimento dell'iter autorizzativo.
- **Interdipendenze o correlazioni** con altre opere e/o con accordi con terzi.
 - **Impatti territoriali:** per ciascun intervento, quantificazione delle seguenti voci di impatto⁷:
 - I22 - variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, del territorio occupato da reti elettriche;
 - I23 - variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di aree di interesse naturale o per la biodiversità;
 - I24 - variazione, in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, di occupazione di aree di interesse sociale o paesaggistico;

⁷ Gli indicatori I22, I23 e I24 si riferiscono al perimetro italiano e non includono i dati km di territorio occupato da infrastrutture di trasmissione che siano state già completate



con riferimento alle attività di:

- realizzazione;
- dismissione;
- dismissione e realizzazione.

- **Avanzamento:** suddiviso in due tabelle distinte, i.e., “opere principali” e “altre opere”. Ciascuna tabella presenta i seguenti campi:
 - nome opera;
 - stato di avanzamento opera sia con riferimento al PdS 2025 che al PdS precedente (2023), utilizzando le seguenti milestones/fasi di avanzamento (come illustrato nell’Allegato A.74 al Codice di Rete “Metodologia Analisi Costi Benefici 2.0”):
 - i. Fase 1: fase di Pianificazione;
 - ii. Fase 2: fase di Concertazione e/o progettazione;
 - iii. Fase 3: fase di Autorizzazione (i.e., completamento iter autorizzativo);
 - iv. Fase 4: fase di Progettazione esecutiva;
 - v. Fase 5: fase di Cantierizzazione dell’opera, ivi incluse le opere propedeutiche all’apertura del cantiere;
 - vi. Compl.: opera completata;
 - Codice iter: identificativo univoco del codice del procedimento autorizzativo ai sensi della Legge 239/04
 - Avvio attività:
 - data di avvio iter autorizzativo o attività equiparabili;
 - data di ottenimento autorizzazione;
 - Data avvio cantieri, successivamente alle attività al punto precedente;
 - Data di completamento ossia entrata in esercizio dell’opera, successivamente alle attività al punto precedente;
 - Note e/o indicazione di eventuali criticità/cause di ritardi.
- **Schema rete** (se presente).

In merito alla rappresentazione grafica dello schema (se presente), si riporta di seguito la legenda usualmente adottata.

Figura 6 *Legenda Schemi di Rete*

ELEMENTI D'IMPIANTO	IN ESERCIZIO	PROGRAMMATI	LINEE ELETTRICHE	IN ESERCIZIO	PROGRAMMATI
Centrale Idroelettrica			Linea aerea RTN a 380 kV		
Centrale Termoelettrica			Linea aerea non RTN a 380 kV		
Centrale Geotermoelettrica			Linea aerea RTN a 220 kV		
Centrale Eolica			Linea aerea non RTN a 220 kV		
Stazione AAT a 380 kV RTN			Linea aerea RTN a 150 kV		
Stazione AAT a 220 kV RTN			Linea aerea RTN a 132 kV		
Stazione AAT non RTN			Linea aerea non RTN a 150 - 132 kV		
Stazione AT a 150 kV			Linea aerea RTN in doppia terna a 380 kV		
Stazione AT a 132 kV			Linea aerea non RTN in doppia terna a 380 kV		
Stazione AT non RTN o Cabina Primaria			Linea aerea RTN in doppia terna a 220 kV		
Stazione F.S.			Linea aerea non RTN in doppia terna a 220 kV		
Utenza Industriale			Linea aerea non RTN in doppia terna a 380 kV		
			Linea aerea RTN in doppia terna a 150 kV		
			Linea aerea RTN in doppia terna a 132 kV		
			Linea aerea non RTN in d. t. a 150 - 132 kV		
			Linea in cavo RTN a 380 kV		
			Linea in cavo non RTN a 380 kV		
			Linea in cavo RTN a 220 kV		
			Linea in cavo non RTN a 220 kV		
			Linea in cavo RTN a 150 kV		
			Linea in cavo RTN a 132 kV		
			Linea in cavo non RTN a 150 - 132 kV		
			Dismissione linea a 380 kV		
			Dismissione linea a 220 kV		
			Dismissione linea a a 150 - 132 kV		
			Linea aerea a 60 kV		
			Linea in cavo a 60 kV		

Sintesi Analisi Costi Benefici (se presente): l'analisi costi benefici si applica a tutti gli interventi di sviluppo della rete con costo di investimento stimato superiore a 50 milioni di euro e agli interventi di sviluppo costituiti principalmente da uno o più nuovi elementi di rete (ad es. una nuova stazione) con costo di investimento atteso superiore a 25 milioni di euro. Vengono riportati gli indicatori economici dei risultati dell'Analisi Costi Benefici effettuata considerando un tasso di attualizzazione del 4% e un orizzonte di esercizio dell'opera di 25 anni. Per tali interventi, e con riferimento agli scenari considerati nel Piano di Sviluppo 2025 sono riportati:

- l'Indice di Utilità per il Sistema (IUS);
- il Valore Attuale Netto all'anno di predisposizione del Piano (VAN_{PDS});
- l'investimento sostenuto e l'investimento complessivo stimato a vita intera.

Laddove sia presente o previsto un contributo in conto capitale saranno esposti anche i relativi Indici Economici (IUS e VAN). Tali indicatori vengono calcolati sia sulla base della stima dei soli "benefici base" relativi all'intervento che della stima dei "benefici totali" dell'intervento, ovvero tenendo anche conto del valore degli indicatori di benefici **B18**, **B19**. A seconda dell'intervento considerato viene riportata l'indicazione dei benefici elettrici attesi, secondo opportuni range, in termini di:

• **Benefici monetari** (espressi in Euro milioni):

- **B1** - variazione del socio-economic welfare (SEW) correlato al funzionamento del mercato dell'energia e all'incremento di limiti di transito tra zone della rete rilevante o ai confini;
- **B1b** - variazione dei costi di generazione nel caso di nuove interconnessioni con sistemi isolati;
- **B2a** - variazione delle perdite di rete calcolata mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico;
- **B2b** - variazione delle perdite di rete calcolata attraverso calcoli di load flow alla punta di carico e di coefficienti convenzionali di utilizzazione delle perdite alla punta;
- **B3a** - variazione dell'energia non fornita attesa mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico;
- **B3b** - variazione dell'energia non fornita calcolata mediante utilizzo di simulazioni statiche di load flow;
- **B4** - costi evitati o differiti (o, con segno negativo, costi addizionali) relativi a capacità di generazione soggetta a regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati dell'energia e del mercato per il servizio di dispacciamento in assenza di double counting con i benefici B1 e B7;
- **B5a** - maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) e comprende la quota di congestioni locali (calcolate mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico) risolte dagli interventi di sviluppo;
- **B5b** - maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) calcolata mediante utilizzo di simulazioni statiche di load flow (congestioni a livello locale);
- **B6** - investimenti evitati in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili (es. rispetto di vincoli di legge);
- **B7** - variazione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento calcolata tramite simulazioni di rete probabilistiche;
- **B8** - variazione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento calcolata tramite simulazioni di mercato dei servizi;
- **B16** - costi operativi evitati associati a infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili (es. rispetto di vincoli di legge);
- **B18** - variazione 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 del costo sociale delle emissioni;
- **B19** - variazione 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.



• **Altri benefici non monetari:**

- **I5** - maggiore integrazione di produzione da FER calcolata mediante simulazioni di mercato (overgeneration di sistema);
- **I8** - variazione delle emissioni di CO₂ calcolata mediante simulazioni di mercato relative al mercato dell'energia del giorno prima
- **I13** - variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte di impatti di eventi estremi, che non sia fattibile esprimere in termini monetari.
- **I21** - incremento della capacità di interconnessione o di trasporto tra sezioni della rete, in termini di MW;

Per i benefici monetari viene inoltre riportata la quantificazione fisica (MWh, ton, etc..) da cui deriva la relativa valorizzazione economica.

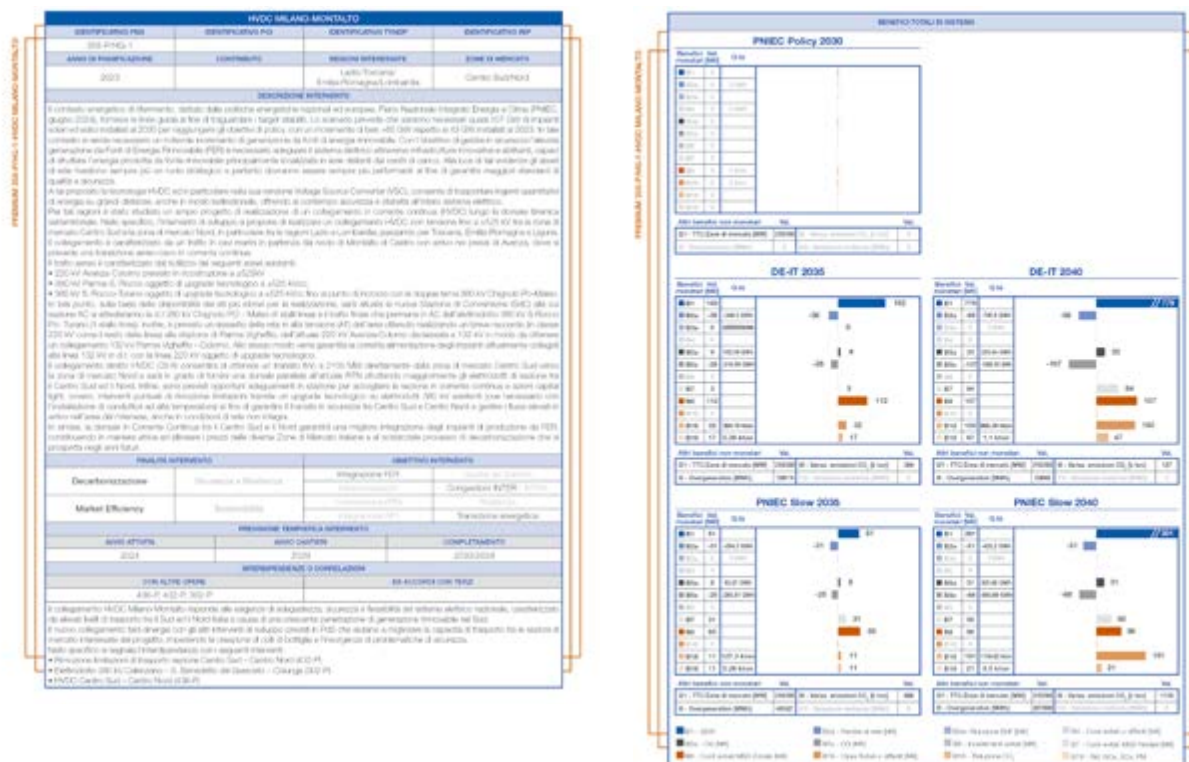
Per gli altri interventi per cui l'ACB risulta non applicabile, (25 milioni di euro nel caso di interventi contenenti uno o più elementi di rete) è riportata un'indicazione qualitativa dei benefici.

Qualora per un determinato intervento non sia necessario aggiornare l'Analisi Costi Benefici nella presente edizione (es. opere principali autorizzate), viene indicato l'ultimo Piano di Sviluppo in cui è presente un'aggiornamento dell'ACB.

Investimento sostenuto/stimato

L'investimento stimato (CapEx) a vita intera indicato include i costi dell'opera principale e quelli delle altre opere e rappresenta la migliore stima disponibile nel momento di predisposizione del presente Piano. I costi dell'investimento già sostenuti rappresentano la migliore stima a dicembre 2024.

Template Scheda Intervento Premium



Su un selezionato paniere di interventi identificati come “rilevanti” per la loro importanza strategica e per l’impegno economico stimato, sono riportati ulteriori elementi informativi rispetto alle schede standard:

Descrizione campi

- **Interdipendenze o correlazione:** viene introdotta una descrizione dettagliata delle motivazioni per le quali l’intervento è interdipendente con altre opere;
- **Schema di rete:** integrazione dello schema di massima di localizzazione del progetto;
- **Investimento sostenuto/stimato:** sono integrati costi operativi annui utilizzati per il calcolo degli indicatori economici IUS e VAN ai fini dell’analisi costi-benefici, in termini percentuali sul Capex;
- **Approfondimenti tecnici:** in questa sezione vengono riportati approfondimenti tecnici sul progetto, ed eventuali analisi di approfondimento condotti durante l’anno, approfondimenti inerenti all’analisi costi benefici quali descrizione/ motivazione dei benefici valorizzati e menzione delle zone di mercato interessate dall’intervento;
- **Sensitivity sul Beneficio rilevante e sull’investimento:** in questa sezione sono riportati i risultati delle sensitivity sui valori di IUS e VAN attraverso la variazione del beneficio più rilevante e del costo di investimento stimato di una percentuale da individuare caso per caso.



4.1 Schede interventi premium Nord Est

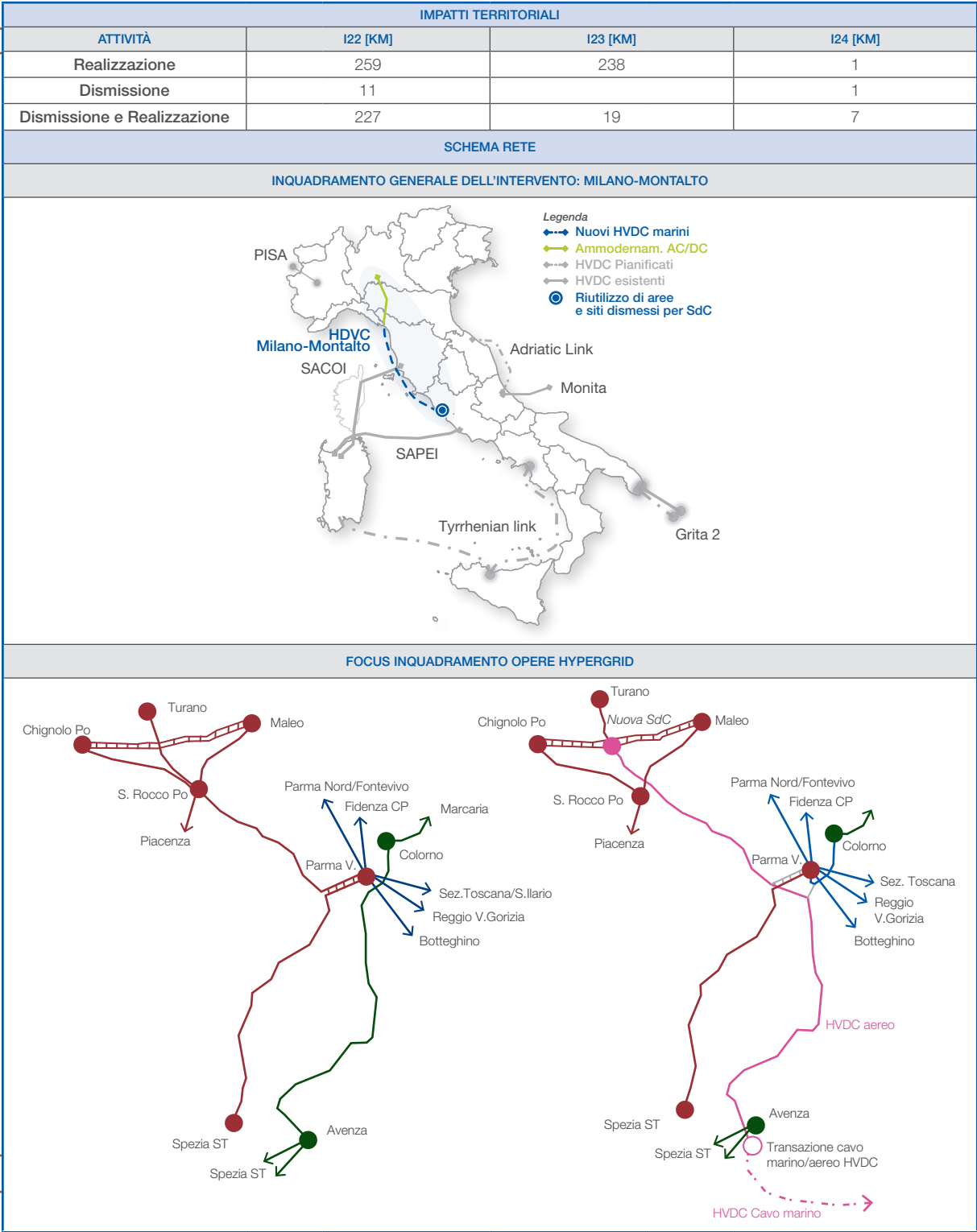
4.1.1 Schede interventi Hypergrid Nord Est

PREMIUM 355-P/HG-1-HVDC MILANO-MONTALTO

HVDC MILANO-MONTALTO			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
355-P/HG-1		1157	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2023		Lazio/Toscana/Emilia-Romagna/ Lombardia /Liguria	Centro Sud/Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Il contesto energetico di riferimento, dettato dalle politiche energetiche nazionali ed europee, Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC, giugno 2024), fornisce le linee guida al fine di raggiungere i target stabiliti. Lo scenario prevede che saranno necessari quasi 107 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy, con un incremento di ben +65 GW rispetto ai 43 GW installati al 2023. In tale contesto si rende necessario un notevole incremento di generazione da fonti di energia rinnovabile. Con l'obiettivo di gestire in sicurezza l'elevata generazione da Fonti di Energia Rinnovabile (FER) è necessario adeguare il sistema elettrico attraverso infrastrutture innovative e abilitanti, capaci di sfruttare l'energia prodotta da fonte rinnovabile principalmente localizzata in aree distanti dai centri di carico. Alla luce di tali evidenze gli asset di rete rivestono sempre più un ruolo strategico e pertanto dovranno essere sempre più performanti al fine di garantire maggiori standard di qualità e sicurezza.</p> <p>A tal proposito la tecnologia HVDC e in particolare nella sua versione Voltage Source Converter (VSC), consente di trasportare ingenti quantitativi di energia su grandi distanze, anche in modo bidirezionale, offrendo al contempo sicurezza e stabilità all'intero sistema elettrico.</p> <p>Per tali ragioni è stato studiato un ampio progetto di realizzazione di un collegamento in corrente continua (HVDC) lungo la dorsale tirrenica settentrionale. Nello specifico, l'intervento di sviluppo si propone di realizzare un collegamento HVDC con tensione fino a ±525 kVcc tra la zona di mercato Centro Sud e la zona di mercato Nord, in particolare tra le regioni Lazio e Lombardia, passando per Toscana, Emilia-Romagna e Liguria. Il collegamento è caratterizzato da un tratto in cavi marini in partenza dal nodo di Montalto di Castro con arrivo nei pressi di Avenza, dove si prevede una transizione aereo-cavo in corrente continua.</p> <p>Il tratto aereo è caratterizzato dal riutilizzo dei seguenti asset esistenti:</p> <ul style="list-style-type: none">• 220 kV Avenza-Colorno previsto in ricostruzione a ±525 kVcc;• 380 kV Parma-S. Rocco oggetto di upgrade tecnologico a ±525 kVcc;• 380 kV S. Rocco-Turano oggetto di upgrade tecnologico a ±525 kVcc fino al punto di incrocio con la doppia terna 380 kV Chignolo Po-Maleo. <p>In tale punto, sulla base delle disponibilità dei siti più idonei per la realizzazione, sarà situata la nuova Stazione di Conversione (SdC) alla cui sezione AC si attesteranno la d.t 380 kV Chignolo PO – Maleo (4 stalli linea) e il tratto finale che permane in AC dell'elettrodotto 380 kV S.Rocco Po- Turano (1 stallo linea). Inoltre, è previsto un riassetto della rete in alta tensione (AT) dell'area ottenuto realizzando un breve raccordo (in classe 220 kV come il resto della linea) alla stazione di Parma Vigheffio, dell'attuale 220 kV Avenza-Colorno declassata a 132 kV in modo da ottenere un collegamento 132 kV Parma Vigheffio – Colorno. Allo stesso modo verrà garantita la corretta alimentazione degli impianti attualmente collegati alla linea 132 kV in d.t. con la linea 220 kV oggetto di upgrade tecnologico.</p> <p>Il collegamento diretto HVDC CS-N consentirà di ottenere un transito fino a 2100 MW direttamente dalla zona di mercato Centro Sud verso la zona di mercato Nord e sarà in grado di fornire una dorsale parallela all'attuale RTN sfruttando maggiormente gli elettrodotti di sezione tra il Centro Sud e il Nord. Infine, sono previsti opportuni adeguamenti in stazione per accogliere la sezione in corrente continua e azioni capital light, ovvero, interventi puntuali di rimozione limitazioni tramite un upgrade tecnologico su elettrodotti 380 kV esistenti (ove necessario con l'installazione di conduttori ad alta temperatura) al fine di garantire il transito in sicurezza tra Centro Sud e Centro Nord e gestire i flussi elevati in arrivo nell'area del milanese, anche in condizioni di rete non integra.</p> <p>In sintesi, la dorsale in Corrente Continua tra il Centro Sud e il Nord garantirà una migliore integrazione degli impianti di produzione da FER, contribuendo in maniera attiva ad allineare i prezzi delle diverse Zone di Mercato italiane e al sostanziale processo di decarbonizzazione che si prospetta negli anni futuri.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
	2025/2029 ^a	2033/2034	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
436-P, 432-P, 302-P			
<p>Il collegamento HVDC Milano-Montalto risponde alle esigenze di adeguatezza, sicurezza e flessibilità del sistema elettrico nazionale, caratterizzato da elevati livelli di trasporto tra il Sud e il Nord Italia a causa di una crescente penetrazione di generazione rinnovabile nel Sud.</p> <p>Il nuovo collegamento farà sinergia con gli altri interventi di sviluppo previsti in PdS che aiutano a migliorare la capacità di trasporto tra le sezioni di mercato interessate dal progetto, impedendo la creazione di colli di bottiglia e l'insorgenza di problematiche di sicurezza.</p> <p>Nello specifico si segnala l'interdipendenza con i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none">• Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord (432-P)• Elettrodotto 380 kV Calenzano – S. Benedetto del Querceto – Colunga (302-P)• HVDC Centro Sud – Centro Nord (436-P)			

⁸ L'avvio cantieri al 2025 si riferisce all'opera "Rimozione limitazioni su porzione di rete lombarda".

PREMIUM 355-P/HG-1-HVDC MILANO-MONTALTO





PREMIUM 355-P/HG-1-HVDC MILANO-MONTALTO

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Nuovi cavi marini HVDC tra SdC Montalto e stazione di transizione cavo/ aereo presso Avenza	Fase 2	Fase 1		2024		2029	2033/2034	In data 19/07/2024 riconoscimento della notifica del progetto da parte del MASE e inizio del procedimento di rilascio delle autorizzazioni. In data 7/11/2024 approvazione del Piano di Consultazione Pubblica da parte del MASE.
Stazione di Conversione a sud di Milano	Fase 2	Fase 1		2024		2029	2033/2034	
Stazione di Conversione a Montalto di Castro	Fase 2	Fase 1		2024		2029	2033/2034	
Upgrade tecnologico in c.c. ±525 kV Parma-S.Rocco Po-Turano	Fase 2	Fase 1		2024		2029	2033/2034	
Ricostruzione in c.c. ±525 kV Avenza-Colorno	Fase 2	Fase 1		2024		2029	2033/2034	
Nuova SE smistamento a sud di Milano con raccordi a el.380 kV Chignolo Po-Maleo, el.380 kV S.Rocco Po-Turano	Fase 2	Fase 1		2024		2029	2033/2034	
Rimozione limitazioni el. 380 kV Calenzano-Casellina- Poggio a Caiano	Fase 1	Fase 1		2024		2029	2033/2034	
Rimozione limitazioni 380 kV Maleo- Cremona	Fase 1	Fase 1		2024		2029	2033/2034	
Rimozione limitazioni su porzione di rete lombarda	Fase 1	Fase 1		2024		2025	2026	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
2 M€ /3.800 M€ (OPEX=0,46%/anno)	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040	
	IUS	2,9	IUS	1,6	IUS	3,6	IUS	2,2
	VAN _{PDS}	5.558 M€	VAN _{PDS}	1.590 M€	VAN _{PDS}	7.432 M€	VAN _{PDS}	3.556 M€

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	182	182
B2a	-36	-349,5 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	9	100,6 GWh
B5s	-28	-320 GWh
B6	0	
B7	3	
B8	112	112
B16	0	
B18	32	384,2 kton
B19	17	0,4 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	2100/800	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	384,2
I5 - Overgeneration [MWh]	1369116	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	779	779
B2a	-68	-700,9 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	33	329,4 GWh
B5s	-107	-1068,9 GWh
B6	0	
B7	84	84
B8	157	157
B16	0	
B18	150	886,4 kton
B19	47	1,1 kton

Altri benefici non monetari		Val.			Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	2100/800	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	886,4		
I5 - Overgeneration [MWh]	4491827	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0		

PNIEC Slow 2035

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	81	81
B2a	-31	-284,2 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	8	93,9 GWh
B5s	-25	-285,8 GWh
B6	0	
B7	31	31
B8	85	85
B16	0	
B18	11	127,3 kton
B19	11	0,3 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	2100/800	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	127,3
I5 - Overgeneration [MWh]	538086	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	391	391
B2a	-51	-433,2 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	31	305,7 GWh
B5s	-66	-660,7 GWh
B6	0	
B7	59	59
B8	96	96
B16	0	
B18	191	1134,8 kton
B19	21	0,5 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	2100/800	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	1134,8
I5 - Overgeneration [MWh]	2521735	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM



APPROFONDIMENTI TECNICI

Approfondimenti tecnici sul progetto

Le analisi di rete e gli studi di prefattibilità hanno consentito di individuare i nodi di connessione alla rete, la configurazione impiantistica ottimale e la tecnologia di conversione. In particolare, gli studi hanno evidenziato quanto segue.

Descrizione topologica delle opere

In linea con gli obiettivi della transizione energetica, le opere che costituiscono il progetto insisteranno su tracciati esistenti minimizzando l'impatto ambientale. Di seguito la descrizione puntuale degli asset esistenti interessati dal progetto:

- El. 220 kV Avenza-Colorno verrà ricostruito in c.c. fino a ± 525 kV per i primi 100 km nei pressi del nodo di Parma Vigheffio. Il tratto restante verso Colorno sarà declassato a 132 kV e richiuso nel nodo di Parma Vigheffio.
- El. 380 kV Parma-S.Rocco Po, di circa 65 km, verrà interamente riconvertito in c.c. fino a ± 525 kV collegandosi con il tratto proveniente da Avenza.
- El. 380 kV S.Rocco Po- Turano verrà riconvertito in c.c. fino a ± 525 kV fino al punto di incrocio con la d.t. 380 kV Chignolo PO – Maleo, per una lunghezza di circa 5 km.
- La nuova SdC a sud di Milano sarà collegata a una nuova stazione di smistamento, alla quale saranno attestate la d.t. 380 kV verso Chignolo Po e verso Maleo e la singola terna 380 kV verso Turano. La SdC avrà una capacità di conversione complessiva di 2100 MW e sarà realizzata in tecnologia VSC.
- La seconda nuova SdC sarà collegata alla stazione 380 kV di Montalto. La SdC avrà una capacità di conversione complessiva di 2100 MW e sarà realizzata in tecnologia VSC.
- Il collegamento marino HVDC a ± 525 kVcc tra la SdC di Montalto e la stazione di transizione cavo/aereo presso Avenza avrà una potenza di 2100 MW per un tracciato di lunghezza complessivamente di circa 270 km.

Per ulteriori dettagli tecnici dei vantaggi dell'utilizzo della Corrente Continua in luogo di asset esistenti in Corrente Alternata si rimanda alla scheda di dettaglio dell'intervento all'interno del fascicolo 4 del PdS23.

Analisi studi in dinamica

Le analisi dinamiche effettuate per l'HVDC Milano - Montalto hanno analizzato differenti flussi di potenza in presenza e in assenza dei rinforzi della rete Hypergrid.

Per maggiori dettagli sulle analisi dinamiche svolte si rimanda al Fascicolo 4 del PdS 23. Tuttavia, gli ultimi aggiornamenti tecnici del progetto confermano un contributo apprezzabile alla stabilità della rete in occorrenza di contingenze di rete severe. I principali benefici in dinamica apportati dalla presenza del collegamento HVDC, in analogia con quanto pubblicato nello scorso piano sono rappresentati da:

- Minori oscillazioni delle grandezze di rete, specialmente nei primi istanti a seguito del guasto.
- Minore sfasamento angolare tra le porzioni della rete italiana a causa degli ingenti flussi di potenza previsti.
- Buon recovery delle tensioni di rete anche in presenza di ingenti flussi di potenza a seguito di cortocircuiti in rete, grazie alla riduzione dei flussi di potenza sulla rete AC e grazie alla regolazione dell'ampiezza delle stazioni di conversione VSC.

Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati

I principali benefici riconducibili all'intervento in questione sono l'incremento del Social Economic Welfare (B1) e la riduzione dei Costi dei servizi di dispacciamento (B8 e B7).

In particolare, la presenza dell'HVDC consente il transito dalla sezione Centro Sud direttamente alla sezione Nord e, di conseguenza, di ridurre le ore di congestione da sud verso nord, con un incremento di SEW.

Inoltre, l'intervento consente di ridurre i volumi di overgeneration locali e di sistema, grazie alla controllabilità e flessibilità di utilizzo del collegamento e alla maggiore capacità di scambio consentita dall'HVDC: infatti, l'opera garantirà l'integrazione fino a 4,82 TWh di generazione FER. L'integrazione di nuova generazione FER, principalmente negli scenari al 2040, si traduce in una riduzione delle emissioni di CO₂ (B18) e altri inquinanti (B19). In tale contesto, la variazione delle perdite rilevata sull'intero perimetro della rete di trasmissione italiana è dovuta al forte aumento dei flussi di energia determinata dall'incremento di NTC correlato all'intervento di rete.

L'intervento di sviluppo HVDC HG Milano – Montalto conferma di fatto tutti i principali benefici rilevati nel precedente piano di sviluppo PdS23. I principali benefici vengono confermati anche con scenari variati rispetto al precedente piano, in particolare in termini di commodities (prezzo del gas che si riduce di ca 10 €/MWh) e ripartizione zonale delle FER maggiormente spostata verso nord coerentemente con quanto previsto dal decreto ministeriale 21 giugno 2024 "DM Aree Idonee". L'analisi costi-benefici ha dimostrato comunque un solido indicatore di sostenibilità (IUS > 3,5), nonostante incremento costi, grazie a:

- Benefici economici sui mercati dell'energia e dei servizi con elevato aumento della capacità interzonale, favorendo l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili, risolvendo le congestioni sulla rete e riducendo il ricorso a servizi ancillari;
- Irrobustimento delle opere di sviluppo con soluzioni digitali e capital light per aumentarne la capacità di scambio;
- individuate soluzioni tecnologiche innovative e più efficienti anche in ottica di contenimento aumento costi (es. applicazione di cavi marini HVDC ± 525 kVcc al posto di ± 500 kVcc).

Zone di mercato interessate

Le zone di mercato interessate sono:

L'intervento di sviluppo nel complesso determinerà i seguenti importanti incrementi della capacità di trasporto in sicurezza tra le zone di mercato:

- +800 MW tra Centro Sud e Centro Nord;
- Inoltre, il collegamento permetterà di connettere direttamente la zona di mercato Centro Sud con la zona Nord abilitando almeno +2100 MW di capacità di trasporto, conseguibile grazie agli sviluppi tecnologici in corso di approfondimento tra Terna e fornitori.

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO DE-IT 2035, DE-IT 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
VOCI		WORST	FAIR	BEST
	Investimento	4.180 M€	3.800 M€	3.420 M€
	B1 SEW attualizzato PdS	6.664 M€	7.405 M€	8.145 M€
		BENEFICI TOTALI		
RISULTATI		WORST	FAIR	BEST
	VAN_{PdS}	6.405 M€	7.432 M€	8.458 M€
	IUS	3	3,6	4,3
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
VOCI		WORST	FAIR	BEST
	Investimento	4.180 M€	3.800 M€	3.420 M€
	B1 SEW attualizzato PdS	3.328 M€	3.697 M€	4.067 M€
		BENEFICI TOTALI		
RISULTATI		WORST	FAIR	BEST
	VAN_{PdS}	2.900 M€	3.556 M€	4.212 M€
	IUS	1,9	2,2	2,6



PREMIUM 356-P/HG-2-CENTRAL LINK

CENTRAL LINK			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
356-P/HG-2		1167	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2023		Toscana/Umbria	Centro Sud / Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Il contesto energetico di riferimento, dettato dalle politiche energetiche nazionali ed europee, Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC, giugno 2024), fornisce le linee guida al fine di raggiungere i target stabiliti. Lo scenario FF55 prevede che saranno necessari quasi 107 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy, con un incremento di ben +65 GW rispetto ai 43 GW installati al 2023. In tale contesto si rende necessario un notevole incremento di generazione da fonti di energia rinnovabile. Con l'obiettivo di gestire in sicurezza l'elevata generazione FER è necessario adeguare il sistema elettrico attraverso infrastrutture innovative e abilitanti, capaci di sfruttare l'energia prodotta da fonte rinnovabile principalmente localizzata in aree distanti dai centri di carico. Alla luce di tali evidenze gli asset di rete rivestono sempre più un ruolo strategico e pertanto dovranno essere sempre più performanti al fine di garantire maggiori standard di qualità e sicurezza. Quanto sopra riportato determina la necessità di garantire un incremento della capacità di transito tra le Zone di Mercato Centro Sud e Centro Nord, in particolare nella porzione di rete interna, lontana dalle lunghe dorsali tirreniche e adriatiche, tipicamente interessate da maggiori transiti di potenza anche in virtù del maggiore livello di tensione. Al fine di ottimizzare lo sfruttamento delle dorsali 380 kV lungo le coste, è stata valutata la possibilità di incrementare la capacità di trasporto della dorsale 220 kV tra i nodi di Villavalle, Pietrafitta, Arezzo C e S. Barbara. L'ammodernamento della direttrice consiste nella ricostruzione degli elettrodotti sul medesimo tracciato o in adiacenza, con l'impiego dei nuovi sostegni denominati "5 F". Tale tecnologia, grazie alle caratteristiche geometriche studiate dei nuovi sostegni, permette di trasportare ingenti quantità di energia minimizzando l'impatto dovuto ai campi elettromagnetici, che risulteranno ridotti rispetto a quelli generati dagli attuali elettrodotti.</p> <p>Nello specifico, le linee interessare dall' ammodernamento saranno le seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none">• El. 220 kV Villavalle-Pietrafitta• El. 220 kV Pietrafitta-Arezzo C (per il tratto compreso tra Pietrafitta e la nuova stazione di smistamento)• El. 220 kV Arezzo C-S.Barbara (per il tratto compreso tra S.Barbara e la nuova stazione di smistamento) <p>Inoltre, è previsto l'adeguamento dell'alimentazione della città di Arezzo, in particolare dell'unico nodo di trasformazione afferente alla SE Arezzo C. Infatti, attualmente Arezzo C è connesso alla rete 220 kV dell'area tramite una doppia terna che si dirama in due singole terne verso S.Barbara e Pietrafitta. Nello specifico, nell'area sarà realizzata una stazione 220 kV di smistamento al fine di evitare la realizzazione di nuovi elettrodotti aerei e in modo da gestire al meglio l'intera dorsale 220 kV.</p> <p>Infine, saranno installati dispositivi di compensazione reattiva e di macchine per la gestione dei flussi di potenza (ATR, Phase Shifting Transformer), in grado di ottimizzare la gestione dei transiti di energia lungo la dorsale 220 kV.</p> <p>In sintesi, l'ammodernamento della dorsale 220 kV Villavalle-Pietrafitta-S. Barbara contribuisce in maniera attiva ad allineare i prezzi delle diverse Zone di Mercato italiane e al sostanziale processo di decarbonizzazione che si prospetta negli anni futuri. Infatti, l'intervento permetterà di incrementare il transito tra le sezioni di mercato tra Centro Sud e Centro Nord di +600 MW.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO
	2028		2031
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	

IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione			
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	159	8	3
SCHEMA RETE			
INQUADRAMENTO GENERALE DELL'INTERVENTO: CENTRAL LINK			
<div></div>			
FOCUS INQUADRAMENTO OPERE HYPERGRID			
<div></div>			



PREMIUM 356-P/HG-2-CENTRAL LINK

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
El. 220 kV Villavalle-Pietrafitta	Fase 2	Fase 1		2024		2028	2031	In data 08/08/2024 è stata depositata istanza autorizzativa presso il MASE.
El. 220 kV Pietrafitta-Nuovo smistamento	Fase 2	Fase 1		2024		2028	2031	
El.220 kV Arezzo C – Nuovo smistamento	Fase 2	Fase 1		2024		2028	2031	
El.220 kV S.Barbara – Nuovo smistamento	Fase 2	Fase 1		2024		2028	2031	
Stazione di smistamento	Fase 2	Fase 1		2024		2028	2031	
Dispositivi di compensazione reattive e gestione dei flussi di potenza e ATR	Fase 2	Fase 1		2024		2028	2031	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
2 M€ /280 M€ (OPEX=0,4%/anno)	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040	
	IUS	3,5	IUS	2,6	IUS	3,8	IUS	2,8
	VAN _{PDS}	599 M€	VAN _{PDS}	372 M€	VAN _{PDS}	656 M€	VAN _{PDS}	411 M€

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	10	10
B2a	-13	-150,1 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	0,4	4,1 GWh
B5s	-2	-21,7 GWh
B6	0	
B7	34	34
B8	9	9
B16	0	
B18	2	22,6 kton
B19	1	0,1 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	600	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	22,6
I5 - Overgeneration [MWh]	45014	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	62	62
B2a	-21	-207,3 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	6	64,9 GWh
B5s	-7	-66,2 GWh
B6	0	
B7	36	36
B8	5	5
B16	0	
B18	1	7,7 kton
B19	4	0,1 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	600	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	8
I5 - Overgeneration [MWh]	174717	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	2	2
B2a	-3	-46,6 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	0,3	3,2 GWh
B5s	-1	-7,4 GWh
B6	0	
B7	37	37
B8	5	5
B16	0	
B18	0,1	0,6 kton
B19	-1	-0,1 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	600	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0,6
I5 - Overgeneration [MWh]	7	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	12	12
B2a	-17	-184 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	6	59,2 GWh
B5s	-3	-29 GWh
B6	0	
B7	55	55
B8	1	1
B16	0	
B18	3	18,3 kton
B19	2	0,1 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	600	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	18,3
I5 - Overgeneration [MWh]	84525	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 CO₂

B19 - Rid. NOx, SOx, PM



APPROFONDIMENTI TECNICI

Approfondimenti tecnici sul progetto

Le analisi di rete e gli studi di fattibilità, condotti a partire dal 2021, hanno consentito di individuare i nodi di connessione alla rete e la configurazione impiantistica ottimale. In particolare, gli studi hanno evidenziato quanto segue.

Descrizione topologica delle opere

In linea con gli obiettivi della transizione energetica, le opere che costituiscono il progetto insisteranno su tracciati esistenti minimizzando l'impatto ambientale. Di seguito la descrizione puntuale delle opere.

Tratto tra Villavalle e Pietrafitta con livello di tensione 220 kV:

- lunghezza di 67,4 km.
- Ricostruzione sul medesimo tracciato con impiego di nuovi sostegni 5F a basso impatto elettromagnetico.

Tratto tra Pietrafitta e Nuovo Smistamento con livello di tensione 220 kV:

- lunghezza di 55 km.
- Ricostruzione sul medesimo tracciato con impiego di nuovi sostegni 5F a basso campo elettromagnetico.

Tratto tra Nuovo Smistamento e S.Barbara con livello di tensione 220 kV:

- lunghezza di 35,7 km.
- Ricostruzione sul medesimo tracciato con impiego di nuovi sostegni 5F a basso impatto elettromagnetico.

Gli studi di rete effettuati hanno dimostrato la necessità di installare, nuovi ATR, PST e dispositivi di compensazione reattiva al fine di garantire l'incremento di transito tra le zone di mercato garantendo la corretta qualità del servizio a sicurezza del sistema elettrico.

Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati

I principali benefici riconducibili all'intervento in questione sono l'incremento del Social Economic Welfare (B1) e la riduzione dei costi su MSD (B7 e B8) per tutti gli scenari analizzati.

In particolare, l'ammodernamento della dorsale 220 kV tra Villavalle e S.Barbara consente di incrementare il transito nella sezione Centro Sud – Centro Nord e, di conseguenza, di ridurre le ore di congestione, con un incremento di SEW. Inoltre, l'integrazione di nuova generazione FER, principalmente negli scenari al 2040, si traduce in una riduzione delle emissioni di CO₂ (B18) e di altri inquinanti (B19) e in un aumento delle perdite.

Zone di mercato interessate

L'intervento di sviluppo nel suo complesso interessa una porzione di rete compresa tra le stazioni elettriche di Villavalle (Terni) e S. Barbara (Arezzo). Tale progetto, a seguito di analisi di dettaglio effettuate sia a livello statico che dinamico, determinerà un incremento di capacità di transito pari a 600 MW tra le Zone di Mercato Centro Sud e Centro Nord.

PREMIUM 356-P/HG-2-CENTRAL LINK

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO DE-IT 2035, DE-IT 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
VOCI		WORST	FAIR	BEST
	Investimento	308 M€	280 M€	252 M€
	B1 SEW attualizzato PdS	497 M€	552 M€	607 M€
		BENEFICI TOTALI		
RISULTATI		WORST	FAIR	BEST
	VAN _{PDS}	577 M€	656 M€	734 M€
	IUS	3,2	3,8	4,5
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
VOCI		WORST	FAIR	BEST
	Investimento	308 M€	280 M€	252 M€
	B7 Costi evitati MSD Nodale attualizzato PdS	544 M€	604 M€	664 M€
		BENEFICI TOTALI		
RISULTATI		WORST	FAIR	BEST
	VAN _{PDS}	328 M€	411 M€	495 M€
	IUS	2,3	2,8	3,3



PREMIUM 447-P/HG-5- DORSALE ADRIATICA: HVDC FOGGIA - FORLÌ

DORSALE ADRIATICA: HVDC FOGGIA - FORLÌ			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
447-P/HG-5		1166	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2023		Puglia /Emilia-Romagna	Sud/Centro Sud/ Centro Nord/Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Il contesto energetico di riferimento, dettato dalle politiche energetiche nazionali ed europee, Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC, giugno 2024), fornisce le linee guida al fine di raggiungere i target stabiliti. Lo scenario FF55 prevede che saranno necessari quasi 107 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy, con un incremento di ben +65 GW rispetto ai 43 GW installati a 2023. In tale contesto si rende necessario un notevole incremento di generazione da fonti di energia rinnovabile. Con l'obiettivo di gestire in sicurezza l'elevata generazione FER è necessario adeguare il sistema elettrico attraverso infrastrutture innovative e abilitanti, capaci di sfruttare l'energia prodotta da fonte rinnovabile principalmente localizzata in aree distanti dai centri di carico. Alla luce di tali evidenze gli asset di rete rivestono sempre più un ruolo strategico e pertanto dovranno essere sempre più performanti al fine di garantire maggiori standard di qualità e sicurezza. A tal proposito la tecnologia HVDC e in particolare nella sua versione Voltage Source Converter (VSC), consente di trasportare ingenti quantitativi di energia su grandi distanze, anche in modo bidirezionale, offrendo al contempo sicurezza e stabilità all'intero sistema elettrico. Per tali ragioni è stato studiato un ampio progetto che prevede la realizzazione di collegamenti in DC tra le regioni Puglia e Emilia-Romagna. I rapidi cambiamenti di contesto e di contorno che continuamente avvengono, rendono necessario un continuo adattamento ai nuovi, e imprevedibili, vincoli e/o necessità. Pertanto, per il progetto Dorsale Adriatica è stato necessario effettuare una revisione delle soluzioni originariamente proposte e pianificate nell'ambito del Piano di Sviluppo 2023 pur mantenendo per quanto possibile il medesimo approccio tecnologico e impiantistico. Nello specifico, l'intervento di sviluppo evolve verso la soluzione con HVDC punto-punto, anche in considerazione di un approfondimento ulteriore effettuato in sede di progettazione preliminare che ha consentito di verificare l'effettiva disponibilità di spazi e terreni, sempre più vincolati da aspetti terzi che limitano talvolta le aree sulle quali realizzare gli sviluppi di rete. La nuova soluzione, con livello di tensione fino a ±525 kVcc, consentirà comunque una gestione efficace, flessibile e in sicurezza della porzione di rete AC adriatica grazie al pieno mantenimento di tutte gli elettrodotti AC non più oggetto di sostituzione, come inizialmente previsto nella scelta progettuale del Piano di Sviluppo 2023. Si propone quindi la realizzazione, ad aggiornamento di quanto pianificato nell'ambito del PdS 23, di un unico collegamento in DC con cavi marini tra Foggia e Forlì prevedendo l'installazione di due nuove stazioni di conversione nei nodi elettrici suddetti, sulla base delle disponibilità dei siti più idonei per la realizzazione. Il collegamento diretto fra Sud e Nord da 2100 MW consentirà di riguardare maggiori benefici e al contempo non riduce la presenza degli attuali elettrodotti in AC. Inoltre, sono previste azioni capital light, ovvero, interventi puntuali di rimozione limitazioni avvantaggiandosi di un upgrade tecnologico su elettrodotti 380 kV esistenti (ove necessario con l'installazione di conduttori ad alta temperatura) al fine di garantire l'incremento di transito in sicurezza tra Centro Nord- Nord e tra Sud-Centro Sud. In sintesi, il collegamento in DC tra Foggia e Forlì garantirà una migliore integrazione degli impianti di produzione da FER dell'Italia meridionale, contribuendo ad allineare i prezzi delle diverse Zone di Mercato italiane e al sostanziale processo di decarbonizzazione che si prospetta negli anni futuri. Infatti, l'intervento permetterà di incrementare il transito tra le sezioni di mercato Sud-Centro Sud di +600 MW, tra Centro Nord-Nord +700 MW. La nuova configurazione permetterà di connettere direttamente la zona di mercato Sud con la zona Nord abilitando fino a 2100 MW di capacità di trasporto, conseguibile grazie agli sviluppi tecnologici in corso di approfondimento tra Terna e fornitori.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2025	2025/2030 ⁹	2033/2034	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
402-P Foggia - Villanova			
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	481	29	2
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione			

⁹ L'avvio cantieri al 2025 si riferisce alle opere "Rimozione limitazioni su porzione di rete lombardo-emiliana e adriatica".

SCHEMA RETE

INQUADRAMENTO GENERALE DELL'INTERVENTO: DORSALE ADRIATICA

Legenda

- Nuovi HVDC marini
- HVDC Pianificati
- HVDC esistenti
- Nuove SdC VSC

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI

NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Stazione di Conversione HVDC Foggia	Fase 1	Fase 1		2025		2030	2033 /2034	
Nuovi cavi marini HVDC tra SdC Foggia e SdC Forlì	Fase 1	Fase 1		2025		2030	2033 /2034	
Stazione di Conversione HVDC Forlì	Fase 1	Fase 1		2025		2030	2033 /2034	
Rimozione limitazioni su el. 380 kV S.Martino in XX-Fano	Fase 1	Fase 1		2025		2030	2033 /2034	
Rimozione limitazioni su el. 380 kV Dugale-Ostiglia	Fase 1	Fase 1		2025		2030	2033 /2034	
Rimozione limitazioni su el. 380 kV Ferrara F-Ravenna C.	Fase 1	Fase 1		2025		2030	2033 /2034	
Rimozione limitazioni su porzione di rete lombardo-emiliana	Fase 1			2025		2025	2026	
Rimozione limitazioni su porzione di rete adriatica	Fase 1			2025		2025	2026	

SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI

INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
2 M€ /3.840 M€ (OPEX=0,44%/anno)	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040	
	IUS	4,3	IUS	2,3	IUS	5,1	IUS	2,7
	VAN _{PDS}	9.397 M€	VAN _{PDS}	3.863 M€	VAN _{PDS}	11.933 M€	VAN _{PDS}	4.994 M€



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	319	
B2a	-16	-200,5 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	21	247 GWh
B5s	-2	-25 GWh
B6	0	
B7	49	
B8	161	
B16	0	
B18	61	728,8 kton
B19	35	0,8 kton

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	7002100800	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	728,8
I5 - Overgeneration [MWh]	2710473	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	1038	
B2a	-18	-285,1 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	50	502,2 GWh
B5s	-113	-1127,2 GWh
B6	0	
B7	84	
B8	202	
B16	0	
B18	200	1188,7 kton
B19	59	1,4 kton

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	7002100800	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	1188,7
I5 - Overgeneration [MWh]	6110802	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	147	
B2a	-8	-118,3 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	4	47,5 GWh
B5s	15	172,9 GWh
B6	0	
B7	66	
B8	125	
B16	0	
B18	21	252,8 kton
B19	20	0,5 kton

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	7002100800	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	252,8
I5 - Overgeneration [MWh]	1431428	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	536	
B2a	-23	-268,5 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	23	231,2 GWh
B5s	-63	-630,2 GWh
B6	0	
B7	52	
B8	145	
B16	0	
B18	89	526,6 kton
B19	27	0,6 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	7002100800	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	526,6
I5 - Overgeneration [MWh]	3588736	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. NOx, SOx, PM

PREMIUM 447-P/HG-5-DORSALE ADRIATICA: HVDC FOGGIA - FORLÌ

APPROFONDIMENTI TECNICI				
Approfondimenti tecnici sul progetto Le analisi di rete e gli studi di fattibilità, condotti a partire dal 2021 e aggiornati nel corso degli ultimi anni grazie agli approfondimenti condotti in sede di progettazione preliminare, hanno consentito di individuare le aree di approdo, i nodi di connessione alla rete, la configurazione impiantistica ottimale e la tecnologia di conversione. In particolare, gli studi hanno evidenziato quanto segue.				
Descrizione topologica delle opere Nella sua rivisitazione impiantistica, la Dorsale Adriatica sarà costituita da un unico collegamento HVDC biterminale tra i nodi elettrici di Foggia e Forlì collegati mediante installazione di cavi marini posati lungo il Mar Adriatico. Di seguito la descrizione puntuale delle opere del progetto: <ul style="list-style-type: none">• Installazione di una stazione di conversione (SdC) in tecnologia VSC con capacità di conversione complessiva di 2100 MW nel nodo elettrico di Foggia collegata alla sezione AC esistente mediante opportuni raccordi;• Cavi HVDC tra i nodi di Foggia e Forlì per una lunghezza di circa 480 km;• Installazione di una stazione di conversione (SdC) in tecnologia VSC con capacità di conversione complessiva di 2100 MW nel nodo elettrico di Forlì collegata alla sezione AC esistente mediante opportuni raccordi;• Sono altresì previste opere di rimozione limitazioni e upgrade tecnologico su alcune porzioni di rete 380 kV.				
Analisi studi in Dinamica Le analisi dinamiche effettuate per la Dorsale Adriatica hanno analizzato differenti flussi di potenza in presenza e in assenza dei rinforzi della rete Hypergrid. Per maggiori dettagli sulle analisi dinamiche svolte si rimanda al Fascicolo 4 del PdS 23. Tuttavia, gli ultimi aggiornamenti tecnici del progetto confermano un contributo apprezzabile alla stabilità della rete in occorrenza di contingenze di rete severe. I principali benefici in dinamica apportati dalla presenza del collegamento HVDC, in analogia con quanto pubblicato nello scorso piano sono rappresentati da: <ul style="list-style-type: none">• Minori oscillazioni delle grandezze di rete, specialmente nei primi istanti a seguito del guasto.• Minore sfasamento angolare tra le porzioni della rete italiana a causa degli ingenti flussi di potenza previsti.• Buon recovery delle tensioni di rete anche in presenza di ingenti flussi di potenza a seguito di cortocircuiti in rete, grazie alla riduzione dei flussi di potenza sullarete AC e grazie alla regolazione dellatensione delle stazioni di conversione VSC.				
Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati I principali benefici riconducibili all'intervento in questione sono l'incremento del Social Economic Welfare (B1) e la riduzione dei Costi dei servizi di dispacciamento (B8). In particolare, la presenza dell'HVDC consente l'incremento di transito sulla sezione diretta Sud-Nord e il decongestionamento delle sezioni Sud - Centro Sud, Centro Sud-Centro Nord e Centro Nord-Nord. Di conseguenza si riducono le ore di congestione da sud verso nord, con un incremento di SEW. Inoltre, l'intervento consente di ridurre i volumi di overgeneration locali e di sistema, grazie alla controllabilità del collegamento e alla maggiore capacità di scambio consentita dall'HVDC: l'opera garantirà l'integrazione fino a 6,61 TWh di generazione FER nello scenario DE-IT 2040. L'integrazione di nuova generazione FER, maggiore all'anno orizzonte 2040 ma già presente nel 2035, si traduce poi nel beneficio legato alla riduzione delle emissioni di CO ₂ (B18) e degli altri inquinanti (B19). Infine, la variazione negativa delle perdite registrata sull'intero perimetro di rete è dovuta all'aumento dei flussi di energia diretti da Sud verso Nord e che si osservano proprio in virtù dell'incremento di NTC determinato dall'intervento di sviluppo. L'intervento di sviluppo HVDC HG Dorsale Adriatica conferma di fatto tutti i principali benefici rilevati nel precedente piano di sviluppo PdS23. I principali benefici vengono confermati anche con scenari variati rispetto al precedente piano, in particolare in termini di commodities (prezzo del gas che si riduce di ca 10 €/MWh) e ripartizione zonale delle FER maggiormente spostata verso nord coerentemente con quanto previsto dal decreto ministeriale 21 giugno 2024 "DM Aree Idonee"). L'analisi costi-benefici ha dimostrato comunque un solido indicatore di sostenibilità (IUS > 5), nonostante incremento costi, grazie a: <ul style="list-style-type: none">• Benefici economici sui mercati dell'energia e dei servizi con elevato aumento della capacità interzonale, favorendo l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili, risolvendo le congestioni sulla rete e riducendo il ricorso a servizi ancillari;• Irrobustimento delle opere di sviluppo con soluzioni digitali e capital light per aumentarne la capacità di scambio;• individuate soluzioni tecnologiche innovative e più efficienti anche in ottica di contenimento aumento costi (es. applicazione di cavi marini HVDC ±525 kVcc 1 GW al posto di ±500 kVcc 0,5 GW).				
Zone di mercato interessate L'intervento di sviluppo nel complesso determinerà i seguenti importanti incrementi della capacità di trasporto in sicurezza tra le sezioni di mercato: <ul style="list-style-type: none">• +700 MW tra Centro Nord e Nord;• +600 MW tra Sud e Centro Sud;• Inoltre, la nuova configurazione permetterà di connettere direttamente la zona di mercato Sud con la zona Nord abilitando almeno +2100 MW di capacità di trasporto, conseguibile grazie agli sviluppi tecnologici in corso di approfondimento tra Terna e fornitori.				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO DE-IT 2035, DE-IT 2040				
VOCI		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
	Investimento	4.224 M€	3.840 M€	3.456 M€
	B1 SEW attualizzato PdS	9.006 M€	10.007 M€	11.007 M€
BENEFICI TOTALI				
RISULTATI		WORST	FAIR	BEST
	VAN _{PdS}	10.644 M€	11.933 M€	13.222 M€
	IUS	4,4	5,1	6,1
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				
VOCI		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
	Investimento	4.224 M€	3.840 M€	3.456 M€
	B1 SEW attualizzato PdS	4.625 M€	5.139 M€	5.653 M€
BENEFICI TOTALI				
RISULTATI		WORST	FAIR	BEST
	VAN _{PdS}	4.191 M€	4.994 M€	5.796 M€
	IUS	2,3	2,7	3,2



4.1.2 Schede altri interventi premium Nord Est

PREMIUM 301-P- COLLEGAMENTO HVDC SARDEGNA – CORSICA – ITALIA (SA.CO.I.3)

COLLEGAMENTO HVDC SARDEGNA – CORSICA – ITALIA (SA.CO.I.3)			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
301-P	1.10	299	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2011	PNRR/REPOWEREU	Sardegna/Toscana	Sardegna/Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Per consentire l'ammodernamento e il potenziamento dell'attuale interconnessione Sardegna-Corsica-Continente (SA.CO.I.2) ormai giunta al termine della sua vita utile, Terna ha sviluppato il progetto SA.CO.I.3 a futuro supporto del sistema italiano e corso, finalizzato al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione per il sistema elettrico europeo.</p> <p>Difatti, Terna ha valutato che l'eventuale perdita definitiva di tale collegamento tra la penisola e le due isole mediterranee comporterebbe:</p> <ul style="list-style-type: none">• la mancanza di uno strumento fondamentale al mantenimento di adeguati livelli di affidabilità della Sardegna;• la perdita di un collegamento attivo e bidirezionale tra la zona Centro-Nord e Sardegna, con relativa riduzione della capacità di trasporto fra le stesse aree di mercato; un rilevante deficit della copertura del fabbisogno previsionale della Corsica negli scenari di medio e lungo termine. <p>Con riferimento alle potenziali problematiche sopra descritte e su richiesta del gestore di rete corso (EDF), è stato pianificato e progettato un incremento della potenza prelevata presso l'impianto di Lucciana (Corsica), che rende necessario, quindi, un intervento di potenziamento della capacità di trasporto dell'intero collegamento.</p> <p>Il nuovo collegamento SA.CO.I.3 permetterà, inoltre, di mantenere opportuni margini di adeguatezza del sistema elettrico della Sardegna, evitando riduzioni dei margini di riserva per la copertura del fabbisogno oltre i valori di sicurezza.</p> <p>L'intervento prevede anche opportune opere di razionalizzazione degli impianti nella porzione di rete afferente al nodo di Suvereto al fine di minimizzare gli impatti complessivi sul territorio interessato dallo stesso.</p> <p>A seguito dell'ammissione del progetto nell'ambito del REPowerEU avvenuta a dicembre 2023, per le attività dell'intervento è stato riconosciuto un contributo pari a 200 M€.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2029	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
		11 ottobre 2017 in Corsica firmato Memorandum of Understanding fra Terna ed EDF per la realizzazione del nuovo collegamento. Terna ed EDF (gestore di rete corso) si sono accordati nel corso del 2017 per un incremento del prelievo presso la stazione di conversione di Lucciana (Corsica), a fronte di un contributo economico da parte di EDF. Le parti hanno quindi sottoscritto, in data 29 marzo 2024, un accordo che regola i rapporti tecnico-economici riguardo la fase realizzativa del progetto SA.CO.I.3. A ottobre 2024 Terna ed EDF hanno presentato domanda di contribuzione pubblica per il progetto SA.CO.I.3, a valere sul bando Connecting Europe Facility (CEF).	
IMPATTI TERRITORIALI ¹⁰			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	101	74	1
Dismissione	31	1	
Dismissione e Realizzazione	102		1

¹⁰ L'indicatore I22 si riferisce ai soli km di tracciato in territorio italiano, esclusi ulteriori km in territorio non italiano.

SCHEMA RETE

INQUADRAMENTO GENERALE DELL'INTERVENTO: COLLEGAMENTO HVDC SARDEGNA – CORSICA – ITALIA (SA.CO.I.3)



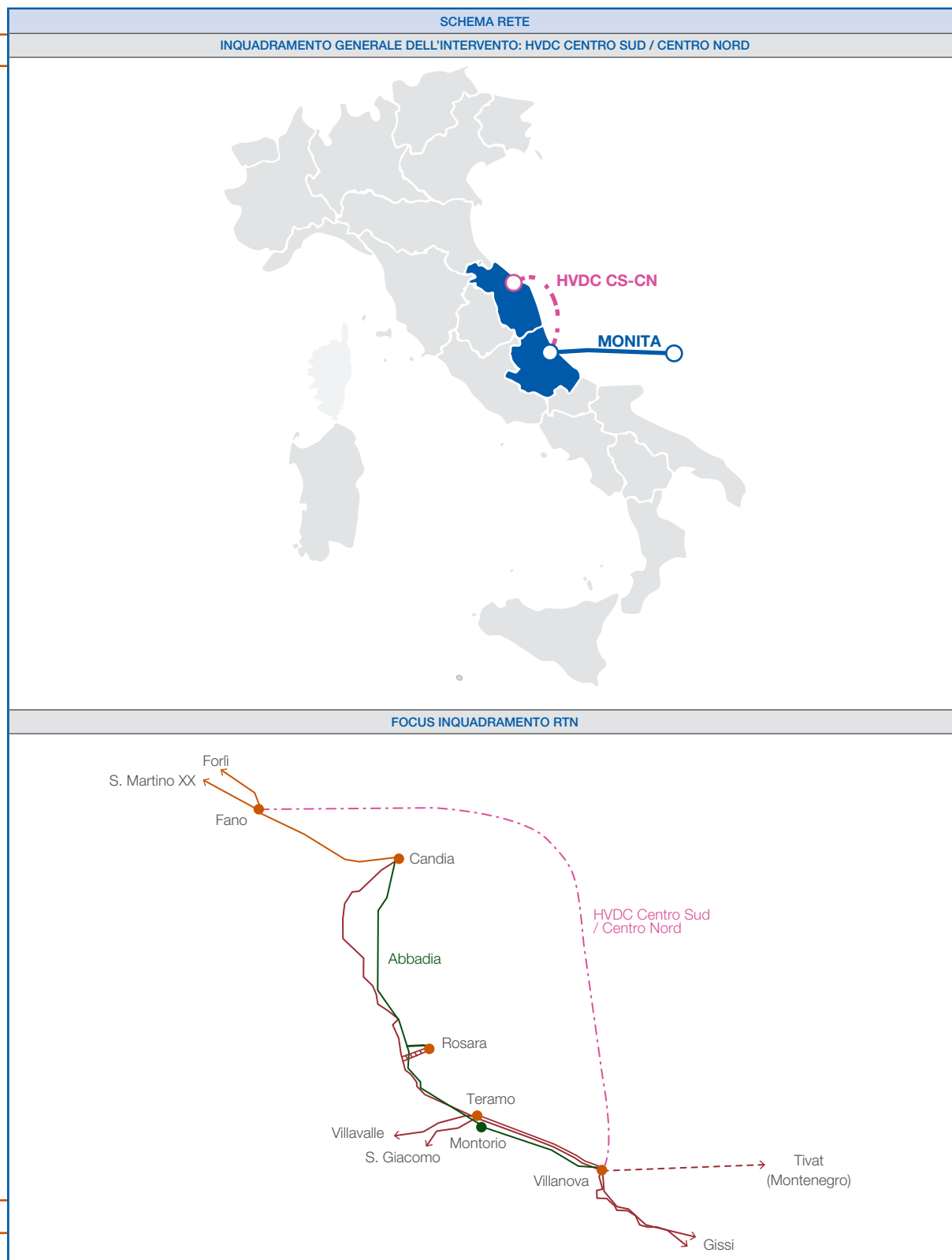


AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Interconnessione HVDC Sardegna - Corsica - Italia	Fase 5	Fase 3	EL-430	2017	2023	2024	2029	Il Decreto di autorizzazione è stato emesso nel settembre 2023, a seguito della chiusura della Conferenz dei servizi nel settembre 2022 e il rilascio delle Intese da parte della regione Toscana a ottobre 2022 e della regione Sardegna ad agosto 2023.
SdC HVDC Sardegna	Fase 5	Fase 3	EL-430	2017	2023	2025	2029	
SdC HVDC Toscana	Fase 5	Fase 3	EL-430	2017	2023	2025	2029	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO				RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI				
267 M€ / 1.350 M€ ¹¹ (OPEX = 0,6%/ANNO)				Piano di Sviluppo 2023				
APPROFONDIMENTI TECNICI								
Approfondimenti tecnici sul progetto In seguito agli studi effettuati – in condivisione con il gestore della rete corsa EDF e tenuto conto anche delle esigenze del sistema corso, il nuovo HVDC SA.CO.I.3 sarà in configurazione bipolare e manterrà gli stessi nodi localizzativi all'attuale configurazione. In particolare, le stazioni di Suvereto e Codrongianos saranno costituite da due poli, per una potenza complessiva di 400 MW e una tensione di 200 kV. I collegamenti saranno suddivisi nel seguente modo: <ul style="list-style-type: none">• Cavi Marini: 120 km c.a.• Cavo terrestre: 20 km c.a.• Linee aeree – rinnovamento asset esistente: 240 km c.a. Nella prima metà del 2019 si è conclusa la Consultazione Pubblica in Italia (in conformità al Reg.EU-347/13) con la popolazione e le Amministrazioni locali nei Comuni interessati dal progetto. Conseguentemente, ad agosto 2019, il MiSE ha avviato formalmente il procedimento autorizzativo e a settembre 2019 il MATTM ha avviato il procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale. Lato Corsica, a settembre 2019, è stata avviata la prima fase di concertazione con i cittadini dei Comuni interessati dal progetto, che ha portato alla validazione delle aeree di studio avvenuta a ottobre 2019. A febbraio 2020 si è conclusa la seconda fase di concertazione in cui la Prefettura ha approvato i corridoi preferenziali. È stato emanato positivamente il 22 marzo 2022 Decreto VIA n. 123 e il 15 settembre 2022 il Ministero della Transizione Ecologica ha chiuso con pareri favorevoli la Conferenza dei Servizi e la Regione Toscana ha emesso in data 3 ottobre 2022 l'Intesa con Delibera n. 1103. L'Intesa della Regione Sardegna con Deliberazione n. 27/106 è stata ottenuta in data 10 agosto 2023, mentre il Decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica è stato firmato il 22 settembre 2023. Il <i>Prefect of Haute Corse</i> ha firmato a luglio 2023 il DUP (Dichiarazione d'utilità pubblica) e ad agosto 2023 il AEU (Autorisation environnementale unique). I Decreti prefettizi che approvano la convenzione TERNA di concessione per l'uso del dominio pubblico marittimo sono stato firmati dal <i>Prefet de l'Haute Corse</i> a luglio 2024 e dal <i>Prefet de la Corse du Sud</i> a giugno 2024. Inoltre, in qualità di Progetto di interesse comune e considerato il Parere Arera 335/2022/I/EEL indicante l'opportunità di ottenere eventuali contributi finanziari comunitari, anche in relazione alle esternalità positive del Progetto, Terna, in accordo e collaborazione con EDF, a ottobre 2024 ha presentato domanda di contribuzione pubblica per il progetto SA.CO.I.3, a valere sul bando Connecting Europe Facility (CEF), gestito da CINEA, organo della Commissione Europea. A tal fine, sempre in collaborazione con EDF, è stata presentata una "investment request" ad ARERA e all'Autorità di regolazione francese (CRE) che si sono espresse favorevolmente con l'adozione di una Decisione Congiunta che definisce le modalità di ripartizione dei costi dell'intero progetto (Delibera 416/2024/R/EEL).								
Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati Per maggiori dettagli sulla descrizione dei benefici valorizzati nell'ambito dell'Analisi Costi-Benefici si rimanda alla scheda di dettaglio dell'intervento all'interno del documento "Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti" del Piano di Sviluppo 2023.								
I21: zone di mercato interessate Le zone di mercato interessate sono Sardegna e Centro Nord. Il nuovo collegamento consentirà di traguardare un incremento della capacità.								

¹¹ I costi indicati in tabella non tengono conto dei contributi previsti a carico della parte francese. Sulla base della "Coordinated decision by the Commission de Régulation de l'Énergie and the Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente on the investment request for the SA.CO.I.3 project" di cui alla Delibera 416/2024/R/EEL, il contributo francese coprirà il 45,5% dei costi di investimento sostenuti da Terna per la realizzazione del progetto attraverso dei conferimenti economici durante la fase realizzativa e a partire dalla data di entrata in esercizio del collegamento per una durata di 30 anni. In aggiunta, è previsto un conferimento a copertura parziale dei costi di O&M sostenuti da Terna (sempre a partire dall'entrata in esercizio del collegamento).

HVDC CENTRO SUD / CENTRO NORD			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
436-P		338	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2018		Abruzzo/Marche	Centro Sud/Centro Nord/Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>La diminuzione continua di capacità termoelettrica della RTN sarà accompagnata dallo sviluppo e dall'integrazione di impianti di generazione da fonte rinnovabile eolica e solare, facendo sì che la capacità di generazione installata risulti in crescita in tutti gli scenari, seppur con tecnologie e trend differenti, raggiungendo i valori più elevati al 2040 negli scenari di sviluppo. In particolar modo si rende necessario trasportare in sicurezza l'energia prodotta dagli impianti eolici e fotovoltaici del Sud Italia verso le zone Nord e Centro-Nord di mercato, caratterizzate da valori più elevati di fabbisogno di energia elettrica.</p> <p>Negli scenari previsionali è atteso un trend di forte penetrazione di generazione da fonte rinnovabile non programmabile, con valori di 107 GW di impianti solari ed eolici per raggiungere gli obiettivi di Policy, con un incremento di ben +65 GW rispetto ai 43 GW installati al 2023. L'effetto di ciò, congiuntamente al maggiore fabbisogno di energia elettrica concentrato principalmente al Nord, si traduce in un ingente flusso di energia da Sud verso Nord.</p> <p>Le criticità evidenziate potrebbero acuirsi in funzione degli scenari futuri, in termini sia di congestioni tra le sezioni di mercato, sia di possibili violazioni dei vincoli sulla stabilità di frequenza e di tensione.</p> <p>Per questo motivo è stato individuato un intervento di sviluppo atto a incrementare:</p> <ul style="list-style-type: none">• la stabilità e sicurezza della rete:<ul style="list-style-type: none">- incremento della sicurezza di esercizio del sistema elettrico tra le zone di mercato Centro Sud-Centro Nord e Centro Nord-Nord, garantendo maggiore capacità di regolazione;- evidenti benefici in termini di efficienza sui mercati grazie all'incremento della capacità di scambio e alla conseguente riduzione delle congestioni;• l'integrazione delle fonti rinnovabili:<ul style="list-style-type: none">- con riferimento sia alla capacità FER già in esercizio, sia all'ulteriore produzione da fonte rinnovabile attesa, in linea con i target previsti nelle Policy nazionali ed europee;- riduzione dell'over-generation. <p>In particolare, l'intervento consiste nella realizzazione di un nuovo collegamento HVDC tra le zone di mercato Centro Sud e Centro Nord, funzionale anche a garantire la piena efficacia e sinergia con altri interventi di piano (indicati nella sezione interdipendenze in calce) per il perseguimento degli obiettivi sopra espressi.</p> <p>Il collegamento HVDC avrà una potenza di conversione pari a 1000 MW e sarà connesso ai nodi elettrici di Villanova e Fano sulla base delle disponibilità dei nodi e dei siti più idonei per la realizzazione delle Stazioni di conversione.</p> <p>Inoltre, il collegamento porterà ulteriori benefici per il sistema elettrico, oltre a quelli sopra indicati, tra i quali il miglioramento della stabilità dinamica della rete e della risposta del sistema alle possibili perturbazioni.</p> <p>Saranno, infine, previsti opportuni interventi di rimozione limitazioni delle linee 380 kV afferenti ai nodi di Fano e Villanova, e ulteriori opere di riassetto della rete AAT/AT delle aree interessate.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2029	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
432-P, 338-P, 302-P			
<p>Il collegamento HVDC Centro Sud / Centro Nord risponde alle esigenze di adeguatezza, sicurezza e flessibilità del sistema elettrico nazionale, caratterizzato da elevati livelli di trasporto tra il Sud e il Nord Italia a causa di una crescente penetrazione di generazione rinnovabile nel Sud.</p> <p>Il nuovo collegamento farà sinergia con gli altri interventi di sviluppo previsti in PdS che aiutano a migliorare la capacità di trasporto tra le sezioni di mercato interessate dal progetto, impedendo la creazione di colli di bottiglia e l'insorgenza di problematiche di sicurezza.</p> <p>Nello specifico si segnala l'interdipendenza con i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none">• Stazione 380 kV a nord di Grosseto (338-P).• Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord (432-P).• Elettrodotto 380 kV Calenzano – S. Benedetto del Querceto – Colunga (302-P).			
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	251 ¹²	70	4
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione			

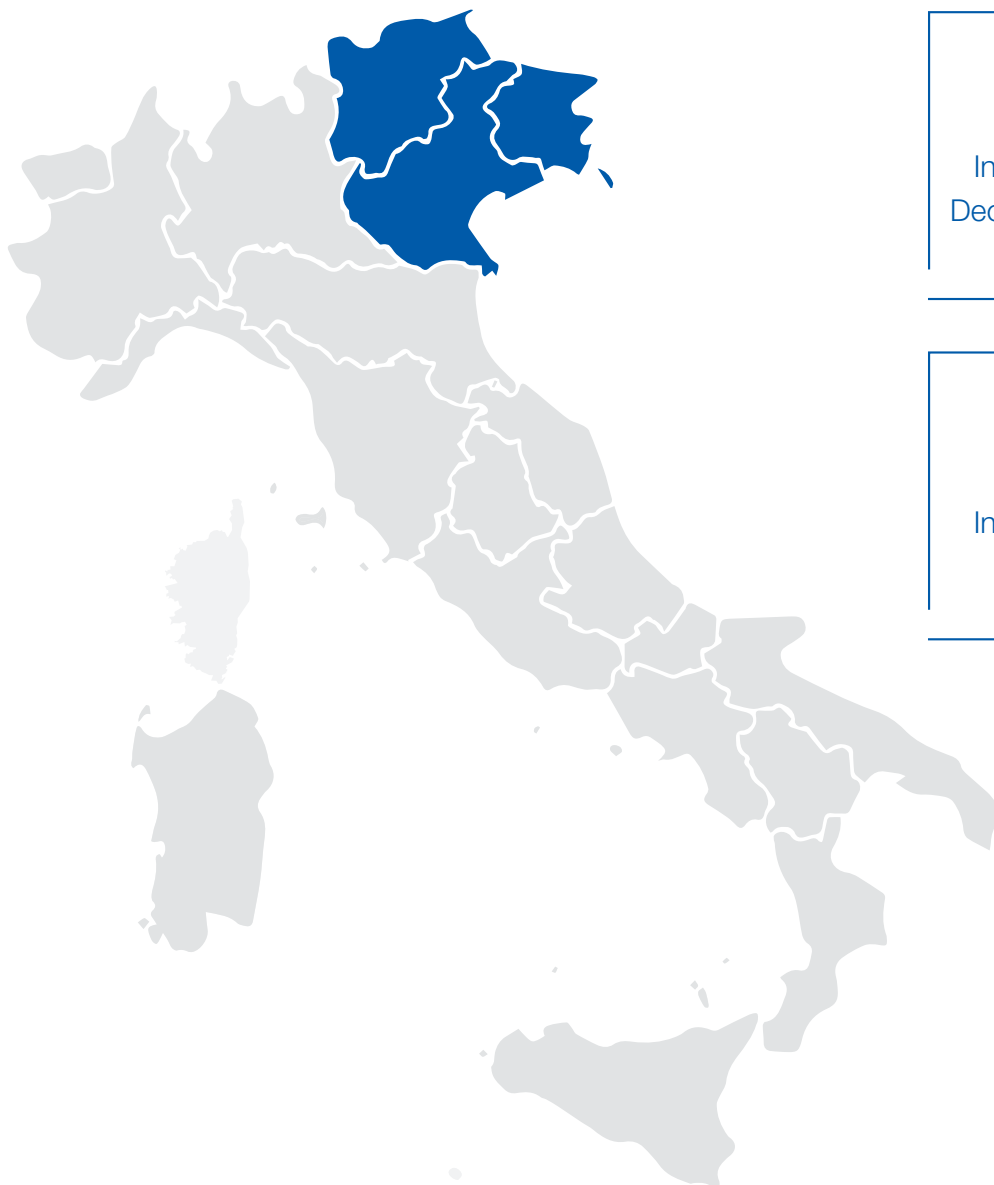
¹² La lunghezza si riferisce al tracciato terrestre e marino tra i nodi di Villanova e Fano. Il collegamento è bipolare, pertanto la lunghezza totale dei cavi di potenza corrisponde al doppio del valore indicato (lunghezza totale dei cavi di polo che normalmente viene considerata in ambito europeo).



AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Collegamento HVDC Villanova - Fano	Fase 4	Fase 3	EL-538	2022	31/01/2024	2024	2029	In data 31/01/2024 è stato emanato dal MASE il decreto autorizzativo.
Stazione di conversione HVDC Fano	Fase 4	Fase 3	EL-538	2022	31/01/2024	2025	2029	
Stazione di conversione HVDC Villanova	Fase 4	Fase 3	EL-538	2022	31/01/2024	2025	2029	
Adeguamento SE 380 kV Fano	Fase 5	Fase 3	EL-538	2022	31/01/2024	2024	2029	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO				RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI				
234 M€ / 1.506 M€ (OPEX= 0,27%/anno) ¹³				Piano di Sviluppo 2023				
APPROFONDIMENTI TECNICI								
<p>Approfondimenti tecnici sul progetto</p> <p>Nel corso del 2020 sono stati condotti ulteriori approfondimenti tecnici, in particolare sugli effetti di miglioramento della stabilità dinamica da parte del collegamento HVDC CS-CN, verificandone la sua interazione con gli altri HVDC presenti e futuri e con la rete in alternata. Infatti, l'utilizzo della tecnologia HVDC VSC consente i seguenti vantaggi:</p> <ul style="list-style-type: none">• Trasmissione in sicurezza su lunghe distanze;• Incremento dell'affidabilità e flessibilità di esercizio, in quanto il collegamento consente di direzionare e controllare i transiti;• Miglioramento della stabilità di tensione, grazie alla compartecipazione alla regolazione di tensione;• Miglioramento della stabilità di frequenza di rete, grazie al controllo della potenza attiva. <p>Gli studi in dinamica effettuati, hanno mostrato che il collegamento HVDC Villanova – Fano può portare ulteriori benefici – oltre quelli monetizzati ai sensi della delibera 627/16 - sul sistema elettrico, al verificarsi di condizioni di guasto e conseguente fuori servizio di dorsali 380 kV sulla rete adriatica (es. Fano-Candia, Villanova-Teramo). Il nuovo HVDC Adriatic Link consente di migliorare notevolmente il recovery della tensione e la distribuzione dei flussi di potenza post guasto.</p> <ul style="list-style-type: none">• Nei primissimi istanti successivi al guasto, infatti, in assenza dell'HVDC i nodi 380 kV dell'intera dorsale sperimenterebbero significativi buchi di tensione che sono invece mitigati dalla rapida risposta dinamica delle stazioni di conversione con tecnologia VSC. Eliminato il guasto, l'azione regolante delle medesime stazioni consente di iniettare in rete potenza reattiva per garantire, in una vasta porzione della rete adriatica, il ripristino della tensione a valori prossimi rispetto a quelli pre-guasto.• La presenza dell'HVDC riesce, inoltre, a garantire una migliore gestione dei flussi in condizioni di rete non integra a seguito di contingenze poiché, in presenza di transiti elevati sulla dorsale adriatica e al verificarsi di un evento sulla porzione di rete, i flussi in direzione sud - nord tenderebbero a concentrarsi sulla dorsale tirrenica generando potenziali situazioni di sovraccarico. Tale effetto è mitigato grazie al collegamento HVDC, in grado di controllare il flusso di potenza attiva tra le sezioni di rete sulla quale insiste in modo indipendente rispetto all'assetto di rete. <p>Gli studi hanno confermato le precedenti analisi finalizzate alla definizione dei benefici di sistema introdotti dal collegamento HVDC Villanova – Fano, confermando quanto segue:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Aumento della capacità di transito sulla sezione Centro Sud-Centro Nord che, seppur potrebbe portare a un maggior numero di congestioni sulla sezione CN – N, vengono tuttavia risolte con l'intervento Elettrodotto 380 kV Calenzano – S. Benedetto del Querceto – Colunga. Si conferma, pertanto, l'incremento della massima potenza trasmissibile dalla direttrice Adriatica a 400 kV tra Villanova e Fano in assenza e in presenza del nuovo collegamento HVDC Adriatico.2. Dettagli dell'opera: le analisi condotte hanno evidenziato che la soluzione marina sia quella da preferire sia per il minore consumo di suolo che per favorire nuove soluzioni tecnologiche con alte performance e ridotto numero di guasti. Inoltre, questo progetto porta a maggiori benefici e a considerare non più prioritario l'intervento "Fano – Teramo", che è stato interessato da un lungo processo di concertazione con gli Enti Locali. Sono in corso le attività di approfondimento tecnico e di condivisione con gli Enti interessati. <p>In data 31/01/2024 è stato emanato dal MASE il decreto autorizzativo relativo alla costruzione e all'esercizio del collegamento in corrente continua Centro Sud/centro Nord "Adriatic Link" e opere connesse. A partire da tale data, Terna ha avviato le attività di procurement e la progettazione esecutiva dell'opera. A dicembre 2024 è stato avviato il primo cantiere relativamente alle Opere Civili per l'installazione dei Cavi HVDC terrestri nella Regione Marche.</p>								
<p>Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati</p> <p>Per ulteriori dettagli dei benefici valorizzati nell'ambito dell'Analisi Costi-Benefici dell'HVDC Centro Sud-Centro Nord si rimanda alla scheda di dettaglio dell'intervento all'interno dell'Avanzamento Piani Precedenti del PdS23.</p>								
<p>I21: Zone di mercato interessate</p> <p>Le zone di mercato interessate sono: Nord, Centro Nord e Centro Sud.</p> <p>Il nuovo collegamento consentirà di raggiungere un incremento della capacità di scambio di 1000 MW tra Centro Sud e Centro Nord.</p>								

¹³ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.

4.2 Area Nord Est



8

Interventi per la
Decarbonizzazione

13

Interventi per la
Sostenibilità

4.2.1 Schede interventi pianificati Area Nord Est

RAZIONALIZZAZIONE 380 kV FRA VENEZIA E PADOVA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
203-P			RIP 2017
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2004		Veneto	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio, la flessibilità e l'economicità del servizio della rete veneta, anche in relazione alla esistente capacità produttiva efficiente nell'area e agli scenari previsti, verrà realizzato un riassetto rete tra le stazioni di Camin, Dolo, Malcontenta e Fusina. Il riassetto rete interesserà i livelli di tensione 380 kV, 220 kV e 132 kV e sfrutterà, laddove possibile, porzioni di linee già esistenti associando alle esigenze di sviluppo della rete elettrica quelle di salvaguardia del territorio.</p> <p>Il polo produttivo di Fusina è attualmente collegato mediante un unico collegamento in antenna alla stazione elettrica di Dolo; tale configurazione non garantisce la necessaria ridondanza della rete, infatti il fuori servizio di tale collegamento priva il sistema elettrico nazionale dell'intera produzione di Fusina con riflessi negativi sia in termini di economicità della copertura del fabbisogno, sia di regolazione delle tensioni nell'area. Il riassetto prevede la realizzazione di:</p> <ul style="list-style-type: none">• un nuovo elettrodotto 380 kV in cavo interrato tra le stazioni di Dolo e Camin;• un nuovo collegamento 380 kV, parzialmente in cavo interrato e utilizzando le infrastrutture esistenti, tra la stazione elettrica di Fusina2 e di Dolo;• i necessari collegamenti 380/220 kV tra la centrale di Fusina e la stazione di Fusina 2 (Gr. 1-2 e 3-4) in funzione dello schema di connessione della centrale;• il rifacimento dei raccordi alla nuova stazione di Malcontenta: elettrodotti 220 kV "S.E. Malcontenta – Stazione I / S.E. Scorzè" e "S.E. Malcontenta – S.E. Villabona / S.E. Dolo";• le varianti in cavo interrato a 132 kV "S.E. Camin - C.P. Rovigo P.A." e "C.P. Camin – C.P. Conselve";• i nuovi elettrodotti in cavo interrato a 220 e 132 kV "S.E. Fusina 2 - S.E. Malcontenta", "S.E. Fusina 2 - Staz. V" e "Staz. V - S.E. Malcontenta" e a 132 kV "S.E. Fusina 2 - Alcoa";• un nuovo elettrodotto in cavo interrato a 220 kV tra la Stazione Elettrica IV e la Stazione di Fusina 2;• le varianti in cavo interrato a 132 kV "S.E. Villabona - S.E. Azotati" e "S.E. Fusina 2 - C.P. Fusina" e "S.E. Fusina 2 - C.P. Sacca Fisola".• due nuovi raccordi nella CP Padova Nord Est per realizzare l'e-e all' elettrodotto Camposampiero – SE Scorzè. <p>Alla nuova stazione 380/220/132 kV di Fusina 2 saranno connessi i gruppi di produzione di Fusina; la stazione sarà dotata di adeguata trasformazione 380/220 kV; è inoltre prevista l'installazione di nuova trasformazione 380/132 kV per collegare l'afferente rete a 132 kV incrementando così la sicurezza e affidabilità dell'alimentazione della laguna, mediante anche la realizzazione di due collegamenti in cavo marino "Fusina – Sacca Fisola" e "Cavallino – Sacca Serenella".</p> <p>Presso la stazione di Malcontenta saranno installate apparecchiature di compensazione del reattivo funzionali alla regolazione dei profili di tensione, peraltro aggravati dall'impiego di elettrodotti in cavo interrato.</p> <p>Nell'ambito dell'intervento saranno realizzate le rimozioni delle limitazioni sulla rete esistente 380, 220 kV e 132 kV (ivi inclusi gli adeguamenti presso alcuni elementi in Cabine Primarie), nonché gli adeguamenti delle stazioni 220 kV esistenti.</p> <p>In correlazione con tale riassetto rete, sono previsti alcuni interventi di razionalizzazione dell'area a cavallo delle province di Padova e Venezia con conseguente eliminazione di un considerevole numero di km di elettrodotti.</p> <p>Inoltre sarà prevista la realizzazione di un collegamento alla linea 132 kV Dolo-Pieve di Sacco per fornire un'altra alimentazione alla nuova cabina primaria di Vigonovo.</p> <p>Il mutato contesto energetico ed elettrico nell'area interessata dall'intervento richiede una prioritizzazione di realizzazione delle singole opere.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2038	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	67		2
Dismissione	72		6
Dismissione e Realizzazione	1		



AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Elettrodotto 220 kV Stazione IV – Malcontenta – der. Stazione V	compl.	compl.	EL-283	2009	2014	2014	2015	
Elettrodotto 220 kV Stazione IV – Stazione V	compl.	compl.	EL-372	2017	2018	2019	2021	In data 29.10.2018 è stato autorizzato l'intervento.
Elettrodotto 380 kV Dolo – Camin	Fase 4	Fase 4	EL-457	2020	2022	2035	2038	In data 29 dicembre 2022 è stato autorizzato l'intervento
Elettrodotto 220 kV Fusina – Stazione IV	Fase 4	Fase 4	EL-446	2020	2021	2026	2029-2032	In data 05.07.2021 è stato autorizzato l'intervento "Razionalizzazione rete AT tra Malcontenta e Fusina"
Elettrodotto 220 kV Fusina – Stazione V	Fase 4	Fase 4	EL-446	2020	2021	2026	2029-2032	
Elettrodotto 220 kV Fusina – Malcontenta	Fase 4	Fase 4	EL-446	2020	2021	2026	2029-2032	
Stazione 380/220/132 kV Fusina e opere associate	Fase 4	Fase 4	EL-446	2020	2021	2026	2029-2032	
Stazione 220 kV Malcontenta	Fase 4	Fase 4	EL-446	2020	2021	2026	2029-2032	
Adeguamenti stazioni 220 kV esistenti	Fase 4	Fase 4	EL-446	2020	2021	2026	2029-2032	
Elettrodotto 132 kV Fusina - Sacca Fisola	compl.	compl.	EL-106	2008	2009	2013	2018	
Elettrodotto 132 kV Cavallino – Sacca Serenella	compl.	compl.	EL-106	2008	2009	2013	2018	
Raccordi CP Padova Nord Est in e-e all' elettrodotto Camposampiero – SE Scorzè.	Fase 4	Fase 1		2028		2028	2030	
Raccordo alla CP Vigonovo all' elettrodotto 132 kV Dolo-Piove di Sacco	Fase 1			2030		2035	2038	
In data 07 aprile 2011 il MISE ha autorizzato le opere relative al nuovo elettrodotto 380 kV Dolo-Camin e le opere connesse. Il Consiglio di Stato (Sezione Sesta) con sentenza n. 03205/2013.REG.PROV.COLL., rilevando che "non appare congruamente motivato" il parere emesso dalla Direzione Generale per il Paesaggio, l'Architettura e l'Arte Contemporanee, con prot. DGPBAAC/34.19.04/7126 del 20 ottobre 2009, ha annullato il provvedimento di compatibilità ambientale n. DVA-DEC-2010-0000003 del 2 febbraio 2010 e il successivo decreto di autorizzazione alla costruzione ed esercizio n. 239/EL-105/143/2011 del 07 aprile 2011. La realizzazione delle opere relative al nuovo elettrodotto 380 kV Dolo-Camin e le opere connesse sono momentaneamente sospese. In data 23.12.2016, è stato avviato l'iter autorizzativo del progetto Razionalizzazione 380 kV Venezia – Padova al netto degli interventi già autorizzati.								
AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Razionalizzazione rete AT		Fase 1		2024		2032	2036	Si è resa necessaria la riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Rimozione limitazioni Cabine Primarie		Fase 1						Intervento a cura del distributore locale
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO					RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI			
137 M€ / 431 M€ ¹⁴					Piano di Sviluppo 2017			

¹⁴ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.

ELETTRODOTTO 220 kV INTERCONNESSIONE ITALIA - AUSTRIA									
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP			
204-P		2.8		375					
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO			
2001				Veneto		Nord/Austria			
DESCRIZIONE INTERVENTO									
L'attuale elettrodotto 220 kV Soverzene – Lienz, in considerazione del proprio stato di vetust� e affidabilit�, necessita di interventi finalizzati a incrementarne la resilienza. � pertanto prevista la ricostruzione dell'elettrodotto 220 kV che collega la Rete di Trasmissione Nazionale al nodo di Lienz, in Austria. Le attivit� comprendono anche interventi di adeguamento dei dispositivi per la regolazione dei flussi di potenza per tener conto della adeguata capacit� di interconnessione. Tali interventi saranno sviluppati in sinergia con le esigenze di lungo periodo per l'interconnessione del sistema di trasmissione italiano e quello austriaco. Potranno altres� essere definiti opportuni interventi di razionalizzazione della rete AT esistente nelle aree interessate, al fine di combinare le esigenze di sviluppo della rete con quelle di salvaguardia del territorio. Il progetto ¹⁵ � stato identificato con un perimetro di interventi piuttosto ampio e un orizzonte di implementazione di lungo termine.									
FINALIT� INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO					
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER				Qualit� del Servizio			
		Interconnessioni				Congestioni INTER / INTRA			
Market Efficiency	Sostenibilit�	Connessione RTN				Resilienza			
		Integrazione RFI				Transizione energetica			
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO									
AVVIO ATTIVIT�		AVVIO CANTIERI				COMPLETAMENTO			
2027		2033				2036/2037 ¹⁶			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI									
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI					
				Dipendenza dagli accordi con il TSO confinante					
IMPATTI TERRITORIALI ¹⁷									
ATTIVIT�	I22 [KM]			I23 [KM]			I24 [KM]		
Realizzazione	32			31			3		
Dismissione	32			26			1		
Dismissione e Realizzazione									
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI									
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVIT�		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE	
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVIT�	AUTORIZZAZIONE				
El. 220 kV Lienz (AT) – Nuova SE (IT)	Fase 1	Fase 1		2027		2033	2036	Riprogrammazione delle attivit� in relazione al contesto socio ambientale. L'opera potr� essere anticipata qualora le autorizzazioni saranno ottenute in tempi pi� rapidi.	
Nuova SE (IT) - PST	Fase 1	Fase 1		2027		2033	2036		
AVANZAMENTO ALTRE OPERE									
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVIT�		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE	
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVIT�	AUTORIZZAZIONE				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1		2029		2034	2037	Riprogrammazione delle attivit� in relazione al contesto socio ambientale. L'opera potr� essere anticipata qualora le autorizzazioni saranno ottenute in tempi pi� rapidi.	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI									
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)				
2 M� / 107 M�	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		
	IUS	12,9	IUS	12,5	IUS	16,2	IUS	17,3	
	VAN _{PDS}	849 M�	VAN _{PDS}	819 M�	VAN _{PDS}	1.081 M�	VAN _{PDS}	1.161 M�	

¹⁵ Con riferimento alla porzione di rete oggetto del presente intervento in passato sono stati effettuati studi finanziati dalla Unione Europea (TEN-E 319/12).

¹⁶ Il completamento al 2037 si riferisce all'opera accessoria dell'intervento "Razionalizzazione rete AT".

¹⁷ Dati riferiti ai km ricadenti in territorio italiano.



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	80	
B2a	1	4,8 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	1	5,8 GWh
B5s	0	
B6	0	
B7	12	
B8	0	
B16	0	
B18	7	125,9 kton
B19	17	0,4 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	500	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	125,9
I5 - Overgeneration [MWh]	92380	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

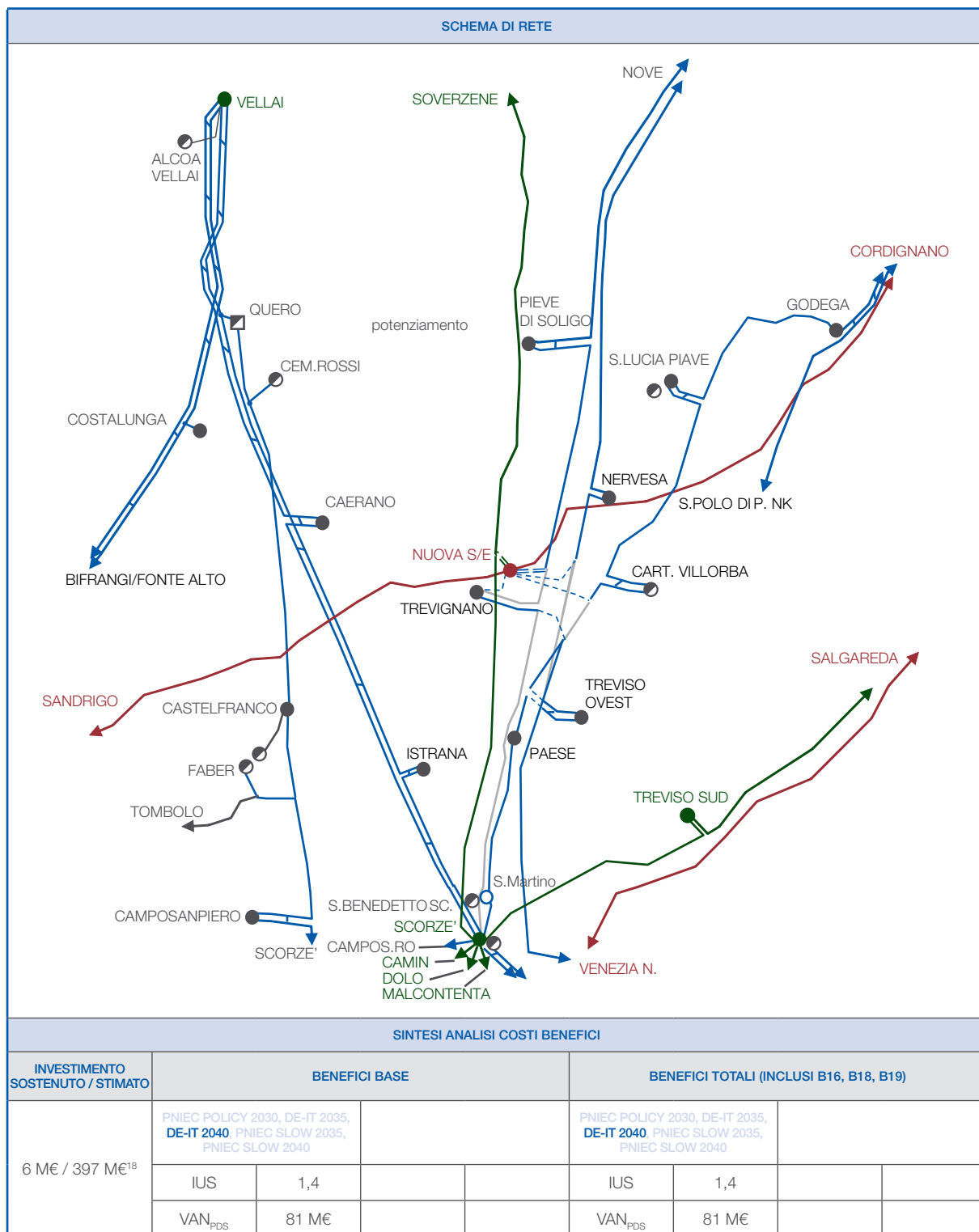
PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	76	
B2a	2	0,1 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	12	
B8	0	
B16	0	
B18	14	254 kton
B19	21	0,5 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	500	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	254
I5 - Overgeneration [MWh]	65698	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. NOx, SOx, PM

STAZIONE 380 kV VOLPAGO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
206-P						RIP 2017		
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2006				Veneto		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>Le porzioni di rete 220 kV tra i nodi di Soverzene e Scorzè e la rete 132 kV tra i nodi di Polpet, Cordignano, Scorzè e Venezia Nord, presentano ridotti margini di sicurezza di esercizio e inadeguata capacità di trasporto per l'alimentazione dei carichi vincolando l'esercizio della rete ad assetti radiali e/o a determinati assetti smagliati che non consentono di avere adeguati margini di copertura del rischio di disservizi diffusi nell'area.</p> <p>In particolare, le condizioni attuali di esercizio della rete 132 kV, confermano l'esigenza di realizzare una nuova iniezione di potenza verso la rete 132 kV attraverso la realizzazione di una nuova stazione 380/220/132 kV, equipaggiata di trasformazioni 380/132 kV, connessa in entra-esce all'elettrodotto 380 kV Sandrigo – Cordignano e opportunamente raccordata alla rete 132 kV del trevigiano. Presso la nuova stazione sarà valutata anche l'installazione di dispositivi di compensazione necessari a garantire il miglioramento dei profili di tensione lungo tutta la dorsale 380 kV.</p> <p>La stazione 380/132 kV sarà munita anche di una sezione 220 kV in doppia sbarra e di relative trasformazioni 380/220 kV a cui sarà raccordato in entra – esce l'esistente elettrodotto 220 kV Soverzene – Scorzé, sul quale sono anche previsti adeguati interventi puntuali di rimozione delle limitazioni o, in alternativa, sarà studiato uno schema rete di analoghe prestazioni che consenta di garantire adeguata magliatura tra la rete 380 e 220 kV.</p> <p>L'intervento è particolarmente importante e urgente in relazione alle attuali difficoltà di esercizio e ai livelli non ottimali di qualità del servizio sul sistema di trasmissione primario nell'area in questione, interessato da elevati transiti di potenza e caratterizzato da una insufficiente magliatura di rete, con numerose stazioni inserite su collegamenti relativamente lunghi.</p> <p>L'intervento prevede anche lavori di rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 132 kV tra le future stazioni 220/132 kV di Polpet e 380/132 kV di Volpago.</p> <p>Infine, saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie di distribuzione presenti lungo le direttrici 132 kV coinvolte nei lavori e saranno installati dispositivi di sezionamento automatizzato presso la derivazione rigida che alimenta l'impianto S. Benedetto.</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2040			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	74			7		6		
Dismissione	18					3		
Dismissione e Realizzazione	124			13		4		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Nuova stazione 380/220/132 kV Volpago e riassetto rete	Fase 3	Fase 2	EL-552	2023		2032	2036	La nuova pianificazione temporale tiene conto della concertazione che si è svolta per ascoltare il territorio e integrare il progetto originario.
Nuova SE 132 kV Rio S.Martino	Fase 3	Fase 2	EL-552	2023		2032	2036	
Rimozione limitazioni 220 kV Soverzene – Scorzè	Fase 1	Fase 1		2023		2032	2036	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Rimozione limitazioni rete 132 kV tra Polpet e Volpago	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2040	
Sezionamento automatizzato S. Benedetto	compl	compl		2021	2021	2021	2021	Autorizzazione ottenuta il 3 Aprile 2021
AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2040	
Rimozione limitazioni Cabine Primarie								Intervento a cura del distributore locale



¹⁸ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA									
PNIEC Policy 2030									
Benefici monetari [M€]		Val.	Q.tà						
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 CO ₂ [k ton]		0				
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza [MWh]		0				
DE-IT 2035									
Benefici monetari [M€]		Val.	Q.tà						
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 CO ₂ [k ton]		0				
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza [MWh]		0				
DE-IT 2040									
Benefici monetari [M€]		Val.	Q.tà						
B1	0								
B2a	1	16,2 GWh			1				
B3a	15	0,4 GWh			15				
B4	0								
B5a	16	160,8 GWh			16				
B5s	0								
B6	0								
B7	4				4				
B8	0								
B16	0								
B18	0								
B19	0								
Altri benefici non monetari			Val.	Val.					
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]		0				
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza [MWh]		0				
PNIEC Slow 2035									
Benefici monetari [M€]		Val.	Q.tà						
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 CO ₂ [k ton]		0				
I5 - Overgeneration [MWh]		0	I13 - Variazione resilienza [MWh]		0				
PNIEC Slow 2040									
Benefici monetari [M€]		Val.	Q.tà						
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 CO ₂ [k ton]		0				
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. NOx, SOx, PM									



ELETTRODOTTO 380 kV UDINE OVEST - REDIPUGLIA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
207-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2002				Friuli Venezia Giulia		Nord/Slovenia		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio del sistema di trasmissione primario nell'estremo Nord Est del Paese e di ridurre alcuni vincoli sulla produzione locale e sull'importazione dai Paesi dell'Est Europa, è necessario rinforzare la rete afferente alla stazione a 380 kV di Redipuglia, su cui converge la potenza importata dalla Slovenia e la produzione delle centrali presenti nell'area. La rete a 380 kV del Friuli-Venezia Giulia è stata potenziata con la realizzazione di un elettrodotto in doppia terna a 380 kV tra le stazioni di Udine Ovest e Redipuglia, sfruttando in gran parte l'esistente collegamento a 220 kV "Redipuglia – Udine NE – der. Safau". In stretta correlazione con il nuovo elettrodotto, è stata realizzata una nuova stazione elettrica 380 kV denominata "Udine Sud", alla quale è stato collegato in entra – esce il futuro elettrodotto in doppia terna a 380 kV tra Udine Ovest e Redipuglia; presso la stessa è stato attestato mediante un breve raccordo l'esistente collegamento 220 kV "Redipuglia – Udine NE – der. Safau", rendendo così possibile la demolizione della linea 220 kV "Redipuglia – Udine NE – der. Safau" nel tratto compreso tra Udine Sud e Redipuglia. Sempre presso la nuova stazione Udine Sud si prevede l'installazione di una trasformazione dedicata e la realizzazione di un collegamento per l'utente Safau, consentendo così di ridurre l'impegno sulla direttrice 220 kV tra la SE Udine Sud e l'impianto di Somplago (UD). Presso la stazione di Redipuglia è prevista l'installazione di n.2 ATR 380/220 kV che, unitamente ai lavori di rimozione limitazioni della porzione di rete 380 e 220 kV interconnessa alla rete della Slovenia, adeguando i dispositivi per la regolazione dei flussi di potenza, consentirà di migliorare l'affidabilità e la flessibilità di esercizio. È inoltre previsto un piano di razionalizzazione della rete nell'area compresa tra le province di Udine e Gorizia.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO				
				2030 ¹⁹				
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	6		1		1			
Dismissione	6		1		1			
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Nuovo elettrodotto 380 kV Udine O. – Udine S. – Redipuglia e opere connesse	compl.	compl.	EL-146 / EL-146bis	2008 / 2015	2017	2013/2017	2017	In data 14.2.2017 è stata ri-autorizzata l'opera
Stazione 380/220 kV Udine Sud	compl.	compl.	EL-146 / EL-146bis	2008 / 2015	2017	2013/2017	2017	
Stazione 380 kV Redipuglia	compl.	compl.		2008		2013	2015	
Stazione 380 kV Udine Ovest	compl.	compl.		2008		2013	2015	
Elettrodotto 220 kV Udine Sud - Safau	compl.	compl.	EL-368	2015	2017	2019	2020	Autorizzazione ottenuta in data 13.11.2017
AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Rimozione Limitazioni el.380 kV Monfalcone - Redipuglia	Fase 3	Fase 3	EL-551	2022		2026	2027	Ritirata istanza autorizzativa (EL-390) in data 28.11.2022. In data 1.12.2022 è stato depositato il nuovo progetto variato al MASE.
132 kV Udine FS – Udine Sud	compl.	Fase 5	EN-ELR-1719.1	2017	2018	2020	2023	In data 13.06.2018 è stata autorizzata l'opera.
132 kV Redipuglia FS – Strassoldo FS	compl.	compl.	EN-ELR-1724.1	2017	2021	2021	2022	
132 kV Redipuglia - Ca' Poia	Fase 3	Fase 3	EN-ELR-1715.1	2017		2026	2029	La nuova pianificazione temporale è dovuta a ulteriori approfondimenti progettuali.
132 kV Redipuglia – Schiavetti	compl.	compl.	EL-146 / EL-146bis	2008 / 2015	2017	2013/2017	2018	
132 kV Redipuglia - Manzano	compl.	compl.	3509/AMB	2017	2017	2018	2018	In data 20.11.2017 è stata autorizzata l'opera
132 kV Udine Sud - Cartiere Romanello	compl.	Fase 5	EN-ELR-1714.1	2017	2018	2022	2023	In data 14.05.2018 è stata autorizzata l'opera
Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla Slovenia	Fase 3	Fase 2		2025		2028	2030	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO				RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI				
166 M€ / 185 M€ ²⁰				Piano di Sviluppo 2017				

¹⁹ La data di completamento si riferisce all'ultima opera accessoria dell'intervento. Le opere principali sono state completate.

²⁰ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.

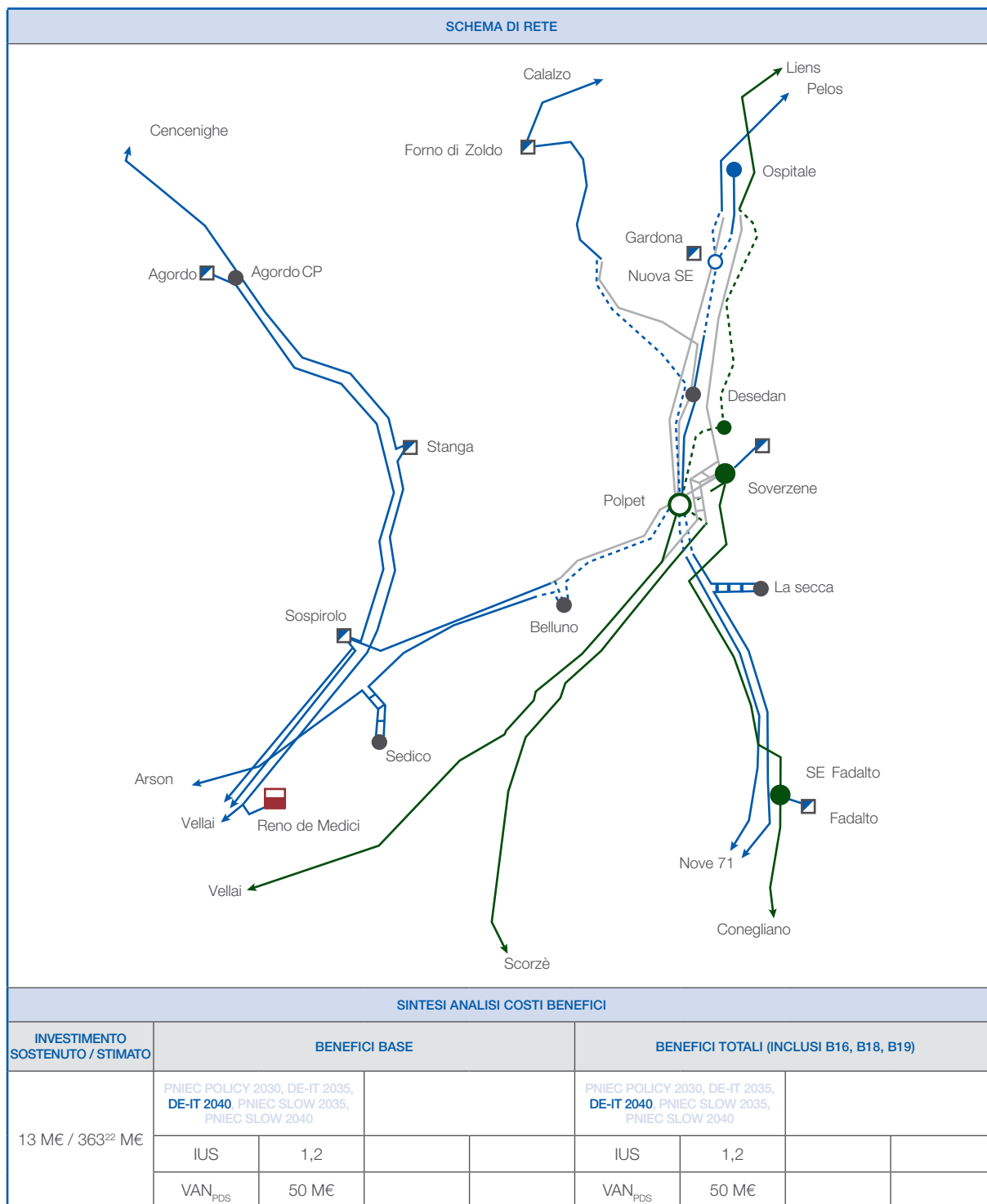
ELETTRODOTTO 132/110 kV PRATI DI VIZZE (IT) – STEINACH (AT)								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
208-P				336		RIP 2017		
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2003				Trentino Alto Adige		Nord/Austria		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di aumentare la capacità di scambio di energia elettrica tra Italia e Austria, sarà realizzato un collegamento a 132/110 kV con la Regione austriaca del Tirolo attraverso il valico del Brennero.								
Per realizzare il collegamento 132/110 kV su lato italiano è stato riutilizzato l'elettrodotto Prati di Vizze – Brennero, precedentemente esercito in media tensione.								
Per consentire la connessione delle reti italiana e austriaca, esercite a tensioni differenti, è stata prevista la realizzazione di una nuova stazione 132 kV connessa in entra-esce alla linea 132 kV “Prati di Vizze – Steinach”, a cui connettere il distributore territorialmente competente. All'interno della suddetta nuova stazione è stata installata una macchina trasformatore/PST 110/132 kV.								
Tenuto conto della potenza in import trasportata sulla futura linea di interconnessione Prati di Vizze – Steinach e della ulteriore capacità produttiva attuale e prevista sulla porzione di rete interessata, sarà potenziata la magliatura della locale rete a 132 kV. In particolare, l'impianto Hydros di Marlengo, oggi connesso all'elettrodotto 132 kV S. Leonardo – Mezzocorona, sarà raccordato alla direttrice 132 kV Castelbello –Bolzano all.								
Infine, saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie di distribuzione e stazioni presenti lungo le direttrici 132 kV.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2023			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordo con Tinetz, distributore austriaco				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Elettrodotto 132 kV Prati di Vizze – Steinach	compl.	compl.		2003		2013	2014	L'entrata in esercizio commerciale è soggetta al completamento, lato Austria, del processo di certificazione come TSO di Tinetz/TUN.
Stazione 132/110 kV Brennero (incluso trasformatore/PST)	compl.	compl.	E-3762	2014	2016	2016	2022	
Raccordi 132 kV SE Marlengo	compl.	Fase 4	E-4244	dic-2018		2020	2023	A dicembre 2018 è stata effettuata la presentazione preliminare del Progetto propedeutica alla presentazione dell'istanza presso gli uffici della Provincia Autonoma di Bolzano.
Rimozione limitazioni rete 132 kV	compl.	Fase 2		2019		2021	2023	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO				RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI				
32 M€ / 34 M€ ²¹				Piano di Sviluppo 2017				

²¹ Il costo totale dell'intervento riportato nel PdS23 (60 M€) includeva anche le attività funzionali all'interconnessione, in particolare nell'area di Bressanone.



ELETTRODOTTO 132 kV REDIPUGLIA – DUINO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
210-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2009				Friuli Venezia Giulia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Il collegamento a 132 kV “Redipuglia – Duino” presenta una limitata capacità di trasporto e comporta rischi di riduzione dell’affidabilità della rete e della qualità del servizio.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2029			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	15			13		1		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Elettrodotto 132 kV Redipuglia - Duino (fase 1)	compl.	compl.		2016		2016	2018	
Elettrodotto 132 kV Redipuglia – Duino (fase 2)	Fase 2	Fase 2		2021		2027	2029	La nuova pianificazione temporale è dovuta a ulteriori approfondimenti progettuali per ostacoli territoriali incontrati rispetto alla soluzione progettuale presentata
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
1 M€ / 6 M€								

RAZIONALIZZAZIONE RETE MEDIA VALLE DEL PIAVE								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
216-P						RIP 2017		
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
<2004				Veneto		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>La stazione di smistamento 132 kV di Polpet è funzionale a raccogliere e smistare la potenza proveniente dalle centrali idroelettriche dell'alto Bellunese verso il nodo di carico di Vellai. Per consentire il pieno sfruttamento di tale potenza, anche in condizioni di rete non integra, è prevista la realizzazione di una sezione 220 kV presso l'attuale stazione 132 kV di Polpet.</p> <p>Tale sezione sarà raccordata agli attuali elettrodotti 220 kV afferenti al nodo di Soverzene, realizzando i collegamenti 220 kV "Polpet – Lienz", "Polpet – Vellai", "Polpet – Scorzè" e "Polpet – Soverzene". Contestualmente è stato studiato un riassetto della afferente rete a 132 kV, che consentirà di migliorare l'affidabilità di rete e la qualità del servizio:</p> <ul style="list-style-type: none">• realizzazione di un nuovo collegamento 132 kV "Desedan – Polpet", in sostituzione della linea esistente caratterizzata da limitata capacità di trasporto;• realizzazione di un nuovo collegamento 132 kV "Forno di Zoldo – Polpet – der. Desedan", mediante l'utilizzo di parte dell'esistente elettrodotto 132 kV "Forno di Zoldo-Desedan", intervenendo per incrementare la resilienza;• realizzazione di una nuova stazione 132 kV in prossimità dell'impianto idroelettrico di produzione Gardona e dei raccordi 132 kV tra la nuova stazione e gli elettrodotti 132 kV nell'area ottenendo i collegamenti verso Gardona c.le, Pelos, Desedan e Ospitale, quest'ultimo ottenuto collegando alla nuova stazione Gardona l'esistente linea Desedan-Ospitale e demolendo il restante tratto della stessa tra Gardona e Desedan;• realizzazione di un collegamento 132 kV Pelos – Gardona – Desedan - Polpet mediante l'utilizzo degli esistenti elettrodotti 132 kV, di nuovi raccordi all'impianto di Desedan e la demolizione dei restanti tratti non più utilizzati;• realizzazione di nuovi raccordi 132 kV alla sezione 132 kV della stazione di Polpet degli elettrodotti 132 kV Polpet – Nove, Polpet – La Secca e Polpet - Belluno;• realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV all'impianto di Belluno dell'esistente elettrodotto 132 kV Polpet – Sospirolo realizzando un collegamento diretto tra Belluno e Sospirolo, presso la CP Belluno è infatti prevista la realizzazione di un ulteriore stallo 132 kV a cura e-distribuzione. Sono inoltre previsti interventi finalizzati a incrementare la resilienza;• sostituzione dei due ATR 220/132 kV da 160 MVA con due da 250 MVA nella stazione di Vellai. <p>Contestualmente è programmato, di concerto con Enel Produzione, l'adeguamento del montante linea Calalzo presso l'impianto di Forno di Zoldo. Al fine di non limitare la capacità di trasporto delle direttrici 132 kV, sono previsti interventi di rimozione limitazioni sulle linee esistenti 132 kV (incrementando la resilienza sugli elettrodotti 132 kV Calalzo - Forno di Zoldo, Desedan - Ospitale – der Sicet e Pelos - Polpet – der Gardona) e, a cura di e-distribuzione, presso alcuni elementi d'impianto nelle Cabine Primarie.</p> <p>Sono inoltre previsti anche lavori di rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 220 kV esistenti lungo le direttrici verso Salgareda e verso Vellai - in alternativa sarà valutato uno schema rete di analoghe prestazioni che consenta di garantire adeguata magliatura tra la rete 380 e 220 kV - con l'obiettivo di garantire il pieno utilizzo della capacità dei collegamenti.</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO				
		2028		2038				
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con e-distribuzione ed e-produzione				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	77		26		5			
Dismissione	76		27		4			
Dismissione e Realizzazione	78		18		2			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Nuova stazione 220/132 kV Polpet	Fase 3	Fase 3	EL-251	2011		2028	2030	In data 31 luglio 2023 è stato depositato al MASE il progetto aggiornato in ottemperanza alle condizioni ambientali del dec. VIA. In corso CdS.
Elettrodotto 132 kV Desedan – Polpet	Fase 3	Fase 3	EL-251	2011		2029	2033	
Elettrodotto 132 kV Forno di Zoldo – Polpet – der. Desedan	Fase 3	Fase 3	EL-251	2011		2028	2030	
Stazione 132 kV Gardona	Fase 3	Fase 3	EL-251	2011		2028	2030	
Elettrodotto 132 kV Pelos – Gardona – Desedan – Polpet	Fase 3	Fase 3	EL-251	2011		2028	2030	
Raccordi 132 kV alla stazione di Polpet degli elettrodotti 132 kV Polpet – Nove, Polpet – La Secca e Polpet – Belluno	Fase 3	Fase 3	EL-251	2011		2028	2030	
Rimozione limitazioni 220 kV in attestazione ai nodi di Polpet e Soverzene	Fase 3	Fase 1	EL-251	2011		2028	2030	
Raccordi 132 kV alla CP Belluno	Fase 3	Fase 3	EL-251	2011		2028	2030	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 1	Fase 1		2021		2034	2038	
Rimozioni limitazioni rete 220 kV	Fase 1	Fase 1		2030		2034	2038	
Sostituzione degli ATR 220/132 kV SE Vellai	Fase 4	Fase 1		2025		2028	2030	
AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1		2024		2028	2030	



²² Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	9	92,1 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	1	5,3 GWh
B5s	0	
B6	0	
B7	20	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM



RAZIONALIZZAZIONE RETE AT NELL'AREA DI S.MASSENZA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
220-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2008				Trentino Alto Adige		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
In considerazione della necessità di garantire la sicurezza di esercizio e la continuità del servizio di trasmissione, è stata realizzata una direttrice a 132 kV tra le stazioni di Nave e Arco (TN), mediante il declassamento a 132 kV di una delle due terne 220 kV "S. Massenza – Cimego" e "Cimego – Nave". Inoltre, in coordinamento con le opere di connessione previste in tale area, sarà realizzato uno schema rete che preveda interventi puntuali di rimozione delle limitazioni, realizzando in definitiva uno schema di alimentazione più affidabile anche per la CP Giustino. È inoltre prevista l'installazione di un nuovo ATR 220/132 kV nella stazione di S. Massenza con i relativi lavori di adeguamento della sezione 132 kV e l'installazione di dispositivi per il controllo della tensione della rete nella Stazione 220 kV Taio, per consentire in tal modo di incrementare la sicurezza locale e i margini di qualità di esercizio nell'area.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2036			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con il distributore				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	1							
Dismissione	21				1			
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Elettrodotto 132 kV Nave – Storo – La Rocca – S.Massenza – Drò – Arco (fase 1)	Compl.	compl.		2012		2013	2014	
Elettrodotto 132 kV Nave – Storo – La Rocca – S.Massenza – Drò – Arco (fase 2)	Fase 2	Fase 2		2025		2026	2027	L'avvio cantieri è stato riprogrammato in funzione di quanto in fase di coordinamento con il distributore locale che prevede una ottimizzazione delle infrastrutture da realizzare. La nuova pianificazione tiene in considerazione ritardi riconducibili ad azioni di coordinamento con distributori ed enti locali.
Stazione 220 kV Taio	compl	compl.		2015		2015	2016	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	compl	Fase 1		2018		2022	2024	
Stazione 220 kV S. Massenza	Fase 1	Fase 1		2026		2032	2036	La nuova pianificazione temporale è dovuta a ritardi per approvvigionamento materiali





RAZIONALIZZAZIONE 132 kV TRENTO SUD								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
221-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2003				Trentino Alto Adige		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di aumentare la magliatura della rete a 132 kV e garantire un'adeguata riserva all'unico autotrasformatore presente presso la stazione 220/132 kV di Trento Sud, sono stati previsti interventi di riassetto della rete per consentire che la linea di trasmissione a 132 kV "Ora – der. S. Floriano – Mori" sia raccordata in entra – esce alla suddetta stazione. In particolare, sarà realizzata la nuova stazione 132/60 kV di Cirè, che permetterà di ottenere, mediante brevi raccordi a 132 kV e interventi di rimozione delle limitazioni, i collegamenti "Ora – der. S. Floriano – Cirè", "Cirè – Trento Sud", "Cirè – Caldonazzo – B.Valsugana" e "Trento Sud – Mori". Sarà inoltre prevista l'installazione di dispositivi di compensazione reattiva per garantire gli adeguati standard di sicurezza dell'esercizio.								
In aggiunta, sarà valutata la possibilità di superare l'attuale antenna 220 kV che alimenta l'utente Acciaierie Venete S.p.A. dalla Stazione B.Valsugana, previa verifiche di fattibilità dell'ampliamento dell'impianto d'utenza.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2030/2032 ²³			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con il distributore				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	58			2		7		
Dismissione	48			2		7		
Dismissione e Realizzazione	34			1		2		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Nuova stazione 132 kV Cirè	Fase 4	Fase 4	PAT001	2014	2021	2023	2025	Decreto autorizzativo per razionalizzazione 132 kV e 60 kV area di Trento emanato in data 19.03.21.
Riassetto rete 132 kV	Fase 4	Fase 4		2014	2021	2023	2025	
Riassetto rete 220 kV	Fase 3	Fase 3	EL-328	2014		2028	2030	È in fase di chiusura la Conferenza di Servizi presso il MASE DG FTA per gli interventi a 220 kV
Elettrodotti Cirè – Caldonazzo – B.Valsugana	Fase 1	Fase 1		2027		2028	2030	
Trento Sud 220/132 kV (secondo ATR)	Fase 4	Fase 4		2024	2024	2025	2026	
Soluzione antenna AT Acciaierie Venete	Fase 1	Fase 1		2025		2027	2030	
AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1		2027		2029	2032	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO				RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI				
23 M€ / 43 M€ ²⁴				Piano di Sviluppo 2021				

²³ Il completamento al 2032 si riferisce all'opera accessoria dell'intervento "Razionalizzazione rete AT".

²⁴ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.

RIASSETTO RETE 220 kV TRENINO ALTO ADIGE								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
222-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2013				Trentino Alto Adige		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
La rete 220 kV che collega la parte Nord della Valcamonica alla Val Venosta è indispensabile al fine di garantire il pieno sfruttamento della produzione idrica dell'Alto Adige. Pertanto, al fine di superare le attuali limitazioni della rete esistente sarà incrementato il livello di magliatura della rete 220 kV fra gli impianti di Castelbello e Naturno, prevedendo raccordi 220 kV per connettere l'elettrodotto 220 kV Castelbello – Maso Pill in entra-esce alla stazione 220 kV Naturno previa realizzazione degli interventi di rimozione limitazioni (direttrice Glorenza-Maso Pill). Sono inoltre previste opere di riassetto rete che garantiranno: • un migliore schema di connessione per la SE 220 kV Ponte Resia, di concerto con il titolare dell'impianto; • un'alimentazione più affidabile dell'Acciaieria Valbruna; • l'adeguamento degli impianti Maso Pill e Bolzano, quest'ultimo opportunamente raccordato alla rete 132 kV per superare le attuali derivazioni rigide. Al fine di migliorare la qualità del servizio, la sicurezza di esercizio e la resilienza saranno rimosse le attuali derivazioni rigide presenti e saranno effettuati tutti i necessari interventi di adeguamento e potenziamento degli impianti esistenti per garantire la totale disponibilità delle nuove infrastrutture. In aggiunta, sarà eventualmente previsto un piano di razionalizzazione della rete AT nell'area.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2036			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	8				2			
Dismissione	7				1			
Dismissione e Realizzazione	169		12		4			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Rimozione limitazione direttrice Glorenza-Maso Pill	compl.	Fase 4		2022		2022	2023	
Raccordi 220 kV S/E Naturno	compl.	Fase 4	EL-472	2021	2022	2022	2024	In data 30.03.2022 è stata ottenuta l'autorizzazione. La nuova Pianificazione tiene conto delle difficoltà progettuali e di coordinamento con terzi.
Riassetto rete tra Maso Pill e Bolzano	Fase 2	Fase 2		2030		2032	2034	
Adeguamento impianto 220 kV Maso Pill	Fase 3	Fase 2	EL-523	2022		2032	2034	In data 12.11.2024 il MASE ha comunicato la chiusura della Conferenza di Servizi e in data 10.12.2024 la Provincia Autonoma di Bolzano ha espresso l'intesa.
Adeguamento impianto Bolzano e rete afferente	Fase 2	Fase 2		2023		2032	2036	La pianificazione temporale potrà essere opportunamente anticipata in seguito alle autorizzazioni ottenute.
AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1		2030		2032	2035	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO				RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI				
15M€ / 89 M€				Piano di Sviluppo 2021				



POTENZIAMENTO RETE AT AREA ROVIGO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
225-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2011				Veneto		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di garantire flessibilità e sicurezza di esercizio della rete 132 kV in provincia di Rovigo, e il pieno sfruttamento della produzione da fonte rinnovabile presente nell'area, si collegherà l'attuale stazione 132 kV di S. Bellino, già raccordata alla linea 132 kV Este – Ferrara Focomorto, alla direttrice 132 kV Lendinara – Rovigo Z.I e sarà inoltre previsto l'incremento della capacità di trasformazione nella stazione 132 kV Este. Sulla direttrice 132 kV Este – Ferrara FM si provvederà anche a superare l'attuale schema di collegamento in derivazione rigida della CP Canaro mediante la realizzazione dei raccordi all'elettrodotto 132 kV Ferrara FS – Rovigo FS della nuova stazione di Canaro. Contestualmente sarà studiata la possibilità di rimuovere l'attuale derivazione rigida Lendinara allacciamento. Sarà eventualmente previsto un piano di razionalizzazione della rete AT nell'area, a seguito del quale si provvederà anche alla dismissione dell'elettrodotto 60 kV Ferrara Z.I. – S. Maria Maddalena.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2031			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con il distributore				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione	5			1		5		
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Raccordi 132 kV all'elettrodotto 132 kV Lendinara – Rovigo ZI	Fase 1	Fase 1		2024		2027	2031	
Raccordi 132 kV della stazione 132 kV Canaro	compl.	Fase 4	EL-410	2018	2021	2022	2023	In data 20.11.2018 è stato avviato il procedimento autorizzativo. In data 21.01.2021 è stato ottenuto il decreto autorizzativo.
Stazione 132 kV Este	compl.	compl.		2017		2018	2018	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
2 M€ / 6 M€ ²⁵								

²⁵ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.

STAZIONE 380 kV SANDRIGO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
229-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2012				Veneto		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Per garantire più ampi margini di sicurezza per l'alimentazione dei carichi della rete nell'area, sarà incrementata la potenza di trasformazione presso la stazione 380 kV di Sandrigo.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2025			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con il distributore				
IMPATTI TERRITORIALI								
Intervento relativo a sole aree stazione ²⁶								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Stazione 380 kV Sandrigo (ATR 380/132 kV)	Fase 5	Fase 5		2021	2022	2022	2025	La nuova pianificazione temporale è dovuta a ritardi per approvvigionamento materiali
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
6 M€ / 7 M€ ²⁷								

²⁶ Impatti territoriali non significativi.²⁷ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale



STAZIONE 220 kV ALA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
235-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2008				Trentino Alto Adige		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Presso l'esistente stazione 220 kV di Ala è prevista la realizzazione di una nuova sezione a 132 kV con relativa trasformazione 220/132 kV. Alla nuova sezione 132 kV saranno connesse, mediante brevi raccordi, le lunghe direttrici a 132 kV che collegano la Val d'Adige con l'area di carico di Verona: in tal modo sarà garantita una migliore contro-alimentazione alle utenze nell'area compresa tra le stazioni elettriche di Trento Sud, Arco e Bussolengo. L'intervento coinvolgerà gli impianti di Mori e Colà per i quali è prevista un'ampia razionalizzazione prevedendo, inoltre, il rifacimento in doppia terna dell'esistente collegamento 220 kV Colà - Sandra.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER	Qualità del Servizio			
				Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA			
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza			
				Integrazione RFI	Transizione energetica			
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2028		2033			2036			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con il distributore				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione	4					1		
Dismissione e Realizzazione	9					1		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Stazione 220 kV Ala, raccordi 132 kV	Fase 1	Fase 1		2028		2033	2036	
Riassetto rete 132 kV	Fase 1	Fase 1		2028		2033	2036	
Elettrodotto 220 kV d.t. Colà - Sandra	Fase 1	Fase 1		2028		2033	2036	
AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1		2028		2033	2036	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
<1 M€ / 13 M€								

STAZIONE 220 kV SCHIO E POTENZIAMENTO RETE								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
237-P (include ex 224-P)								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2006				Veneto		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>Al fine di incrementare la potenza di trasformazione verso la rete 132 kV, garantire la sicurezza di esercizio locale e migliorare il profilo delle tensioni nell'area di carico a ovest di Vicenza, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione 220/132 kV. La nuova stazione sarà collocata preferibilmente in prossimità degli elettrodotti 220 kV Ala – Vicenza Monteviale, 132 kV “Schio - San Pietro Mussolino” e “Schio - Cornedo” e opportunamente raccordata alla rete 132 kV locale per incrementare la flessibilità di esercizio. In aggiunta verrà prevista l’installazione di un nuovo ATR 220/132 kV in SE Vicenza Monteviale da 250 MVA. È inoltre prevista la richiusura della CP di Villaverla alla rete 132 kV locale e un relativo riassetto rete funzionale al superamento delle derivazioni rigide nell’area, incrementando al contempo la resilienza di rete e superando l’antenna 132 kV che alimenta l’utente Cart. Lugo, previa verifica di fattibilità dell’ampliamento dell’impianto d’utenza. Contestualmente, è stato pianificato il riclassamento a 132 kV dell’attuale linea “Schio – Arsiero”, preliminarmente attraverso interventi puntuali di rimozione limitazioni, prevedendone la richiusura verso la nuova stazione 220/132 kV. Successivamente, in sinergia con gli sviluppi futuri previsti dal distributore locale, è stato studiato il potenziamento della rete verso il nodo di Caldonazzo e interventi puntuali di rimozione delle limitazioni nell’area a Nord della provincia di Vicenza, al fine di incrementare la sicurezza e la qualità del servizio. Le attività saranno realizzate sfruttando parzialmente le infrastrutture esistenti, attraverso interventi puntuali per garantire il pieno sfruttamento della capacità, riducendo così l’impatto ambientale della rete nell’area interessata. Infine, saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto presenti lungo le direttrici 132 kV, prioritariamente sull’elettrodotto 132 kV Schio – Carpanè – Arsiè, tali opere sono inoltre finalizzate a incrementare la resilienza. Successivamente saranno eseguiti interventi per incrementare la resilienza della direttrice Caldonazzo - Arsiero.</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2038			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con e-distribuzione				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	17					1		
Dismissione	3					1		
Dismissione e Realizzazione	52			1		1		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Stazione 220/132 kV Malo	compl.	Fase 4	EL-325	2013	2020	2021	2024	Il decreto autorizzativo è stato ottenuto in data 02.03.2020
Elettrodotto 132 kV Villaverla – Schio ZI e riassetto rete associato	Fase 2	Fase 2		2026		2028	2030	
Elettrodotto 132 kV Schio - Arsiero	compl.	compl.	EL-317	2013	2015	2016	2019	L'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio è stata ottenuta il 18.06.2015
Elettrodotto 132 kV Arsiero - Caldonazzo	Fase 2	Fase 1		2026		2035	2038	La nuova pianificazione temporale è dovuta a ulteriori approfondimenti progettuali.
Rimozione limitazioni 132 kV Schio – Carpané - Arsiè	compl.	compl.		2016		2016	2016	
Installazione nuovo ATR 220/130 kV in SE Vicenza Monteviale	Fase 4	Fase 1		2024		2026	2028	La pianificazione temporale potrà essere opportunamente anticipata
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO				RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI				
41M€ / 140 M€ ²⁸				Piano di Sviluppo 2019				

²⁸ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.



STAZIONE 220 kV GLORENZA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
238-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2012				Trentino Alto Adige		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di poter garantire una maggiore sicurezza della porzione di rete dell'Alto Adige è previsto il potenziamento della capacità di trasformazione presso la Stazione 220 kV di Glorenza, nonché la rimozione delle attuali limitazioni di rete, incrementando anche la resilienza dell'elettrodotto 220 kV Glorenza – Tirano – der Premadio. Inoltre, sono previsti degli interventi per il superamento delle attuali derivazioni rigide 132 kV che alimentano l'impianto di Lasa.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2026			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	1							
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Stazione 220 kV Glorenza	compl	compl.		2013		2013	2015	
Rimozione limitazioni 220 kV	compl	Fase 2		2021		2022	2024	
Rimozione limitazioni 132 kV	Fase 4	Fase 2	E-4470	2021	2022	2022	2026	La nuova pianificazione temporale è dovuta a ulteriori approfondimenti progettuali.
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO				RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI				
30 M€ / 32 M€				Piano di Sviluppo 2019				

STAZIONE 380 kV DUGALE								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
239-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2012				Veneto		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Presso l'impianto di Dugale è previsto il potenziamento della capacità di trasformazione per garantire più ampi margini di sicurezza per l'alimentazione dei carichi afferenti alla stazione elettrica.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2025			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Intervento relativo a sole aree di stazione ²⁹								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Stazione 380 kV Dugale	Fase 4	Fase 3		2021	2022	2022	2025	La nuova pianificazione temporale è dovuta ad approfondimenti progettuali
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
8 M€ / 10 M€								

²⁹ Impatti territoriali non significativi.



STAZIONE BRESSANONE E DIRETTRICE 132 kV TERME DI BRENNERO – BOLZANO FS – MORI								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
245-P (include 240 – P)								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2016/2007				Trentino Alto Adige		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>La stazione di Bressanone è attualmente funzionale a raccogliere e smistare la produzione idrica dell'Alta Val d'Adige, nonché ad alimentare i carichi di Bressanone e di Bolzano attraverso le linee Bressanone – Brunico Hydros – der. Bolzano Edison – Ponte Gardena e Bressanone – Bolzano Edison – der. Ponte Gardena. Successivamente all'entrata in esercizio della prevista linea di interconnessione a 132 kV Prati di Vizzi – Steinach, la stazione sarà interessata dai flussi di potenza provenienti dall'Austria mediante la direttrice proveniente da Prati che sarà opportunamente adeguata. Al fine di migliorare la sicurezza e affidabilità di esercizio della rete, considerata anche la necessità di adeguare ai valori delle correnti massime di cortocircuito alcuni elementi di impianto, è prevista la completa ricostruzione con potenziamento della stazione. In anticipo, sono stati realizzati interventi di adeguamento impianto per consentire il miglior sfruttamento degli asset esistenti e sono previsti interventi di rimozione limitazioni alle linee 132 kV afferenti al nodo di Bressanone.</p> <p>L'intervento prevede l'ampliamento dell'impianto per consentire sviluppi e connessioni alla rete 220 kV, con adeguata potenza di trasformazione e in sinergia con altri interventi previsti nell'area. Anticipatamente è stato previsto un ulteriore stallo linea a cui attestare un secondo breve raccordo di collegamento alla linea Brunico-derivazione Bressanone-Bolzano, che risulta in tal modo collegata in entra-esce a Bressanone. Questo permette l'ottenimento di due collegamenti distinti Bressanone-Brunico e Bressanone-Bolzano, con conseguente incremento della continuità, sicurezza e flessibilità di esercizio della rete elettrica in un'area particolarmente soggetta a perturbazioni atmosferiche.</p> <p>Inoltre, sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Terme di Brennero, Bolzano FS e Mori, opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni. Tale esigenza integra la rete acquisita da RFI tenendo conto delle condizioni di vetustà di alcune linee presenti nell'area a Sud di Bolzano, in particolare delle linee a 132 kV che collegano S.Michele a Trento Ponte San Giorgio, Bolzano a Ora e Ora a Mori, realizzando opportuni interventi di magliatura. Gli interventi previsti mirano al riassetto delle linee a Sud di Bolzano con la dismissione della doppia terna 132 kV Bolzano-Mezzocorona e la definizione di esercizio in isole di carico della rete 132 kV tra Bolzano e Trento Sud.</p> <p>Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti.</p> <p>Sono peraltro previsti interventi finalizzati a incrementare la resilienza degli elettrodotti 132 kV Bressanone – Bolzano, Marleno – S.Leonardo, Prati – S.Leonardo, Terme di Brennero – Fleres e Sciliar – Bolzano RT. In anticipo ai precedenti interventi sono previste varianti in cavo alla S/E Bressanone.</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO				
				2036				
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	3				3			
Dismissione	74		3		6			
Dismissione e Realizzazione	43				3			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Direttrice 132 kV Terme di Brennero – Bolzano FS	Fase 3	Fase 1		2020		2021	2026	
Riassetto rete 132 kV Bolzano FS - Mori	Fase 1	Fase 1		2021		2024	2036	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Stazione 132 kV Bressanone	compl.	compl.		2013		2013	2016	
Stazione 132 kV Bressanone (fase 2)	Fase 1	Fase 1		2021		2024	2036	La pianificazione temporale potrà essere opportunamente anticipata in seguito alle autorizzazioni ottenute.
Adeguamenti impianti 132 kV	Fase 1	Fase 1		2021		2024	2036	La pianificazione temporale potrà essere opportunamente anticipata in seguito alle autorizzazioni ottenute.
Interventi rimozione limitazioni al nodo di Bressanone	Fase 3	Fase 3		2021		2022	2032	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
6 M€ / 54 M€	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040			
	IUS	1,8			IUS	1,8		
	VAN _{PDS}	31 M€			VAN _{PDS}	31 M€		

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	3	24,7 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	0,1	0,4 GWh
B5s	0	
B6	0	
B7	4	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM



STAZIONE 220/132 kV S. FLORIANO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
249-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2018				Trentino Alto Adige		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
L'attuale configurazione di rete non consente di avere adeguati margini di sicurezza di esercizio e il pieno sfruttamento della produzione idroelettrica efficiente nell'area. È necessario pertanto realizzare, nell'attuale stazione 220 kV S. Floriano, una nuova sezione 132 kV e installare adeguata trasformazione 220/132 kV, coordinando la realizzazione di tali opere con le attività pianificate dagli altri utenti afferenti alla stazione. La sezione 132 kV sarà inoltre connessa opportunamente alla rete AT locale e alla rete acquisita da RFI. L'intervento si configura in sinergia con le opere di sviluppo pianificate nell'intervento 245-P.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2026		2032			2036			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Impatti non significativi								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Stazione 220/132 kV S.Floriano	Fase 1	Fase 1		2026		2032	2036	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1		2026		2032	2035	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 18 M€								

INTERCONNESSIONE AT DOBBIACO – AUSTRIA									
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP			
252-P									
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO			
2018				Trentino Alto Adige		Nord/Austria			
DESCRIZIONE INTERVENTO									
<p>Il sistema di interconnessioni con l'Austria si presenta fortemente limitato in conseguenza di una non adeguata capacità di trasmissione, garantita oggi da due soli elettrodotti (220 kV e 132 kV). Nonostante gli interventi già previsti, si conferma l'esigenza di incrementare il livello di magliatura della Rete di Trasmissione Nazionale con la frontiera austriaca, con l'obiettivo di aumentare la capacità di trasporto e migliorare l'utilizzo di quella esistente.</p> <p>È stato quindi ipotizzato di realizzare, di concerto con il gestore di rete di trasmissione austriaco (APG) e il distributore locale Austriaco (Tinetz), un nuovo collegamento transfrontaliero tra il nodo di Dobbiaco e il/i nodi di Sillian e Lienz. Ulteriori analisi consentiranno di definire i nodi di connessione e gli opportuni sistemi di regolazione/trasformazione.</p> <p>Il nuovo collegamento, in sinergia con gli altri sviluppi previsti nell'area, garantirà anche una terza via di alimentazione alla porzione di rete 132 kV italiana, con evidenti ulteriori vantaggi da un punto di vista della resilienza del sistema elettrico.</p>									
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO					
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER				Qualità del Servizio			
		Interconnessioni				Congestioni INTER / INTRA			
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN				Resilienza			
		Integrazione RFI				Transizione energetica			
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO									
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI				COMPLETAMENTO			
2032		2035				2038			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI									
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI					
215-P ³⁰				Lo sviluppo della linea di interconnessione è condizionato alla definizione dei necessari accordi con gli operatori di rete confinanti (TINETZ e APG).					
IMPATTI TERRITORIALI									
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]			I24 [KM]		
Realizzazione	18			2			3		
Dismissione									
Dismissione e Realizzazione									
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI									
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE	
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE				
Nuovo elettrodotto AT Dobbiaco – Sillian	Fase 1	Fase 1		2032		2035	2038		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI									
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)				
<1 M€ / 73 ³¹ M€	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		
	IUS	4,5	IUS	3,9	IUS	7,3	IUS	8,5	
	VAN _{one}	164 M€	VAN _{one}	135 M€	VAN _{one}	294 M€	VAN _{one}	348 M€	

³⁰ Intervento completato e consultabile nel PdS23.³¹ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	25	
B2a	-3	-16,9 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	0,4	3,5 GWh
B5s	0	
B6	0	
B7	5	
B8	-5	
B16	0	
B18	6	35,6 kton
B19	8	0,2 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	80-160	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	35,6
I5 - Overgeneration [MWh]	14300	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	24	
B2a	-6	-46,5 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	1	
B8	-1	
B16	0	
B18	15	87,9 kton
B19	8	0,2 kton

Altri benefici non monetari		Val.			Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	80-160	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]			87,9
I5 - Overgeneration [MWh]	11018	I13 - Variazione resilienza [MWh]			0

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM

STAZIONE 220/132 kV PADRICIANO								
IDENTIFICATIVO PDS			IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
253-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE			CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2018					Friuli Venezia Giulia		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO								
La porzione di rete che alimenta l'area di Trieste è attualmente servita dalla sola stazione di trasformazione 220/132 kV Padriciano, peraltro funzionale a interconnettere la Rete di Trasmissione Nazionale con la Slovenia, dotata di due trasformazioni rispettivamente da 250 e 160 MVA. Con l'obiettivo di incrementare la capacità di trasformazione e garantire la piena fruibilità della stazione di trasformazione, incrementando la sicurezza di esercizio, è prevista la sostituzione dell'autotrasformatore da 160 MVA con uno da 250 MVA. Al contempo, si rendono necessari interventi di riassetto rete atti a garantire isole di esercizio pienamente funzionali a sfruttare le macchine 220/132 kV, valutando la possibilità di utilizzare/acquisire gli asset di terzi riconducibili agli elettrodotti 132 kV Padriciano –Elettra GLT (c.d. Servola AT) – Servola UT e alle stazioni 132 kV Elettra GLT (c.d. Servola AT) e 132 kV Servola UT, incrementando così anche la resilienza di una porzione di rete particolarmente esposta a severi eventi atmosferici.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ			AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
			2026			2029		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con altri gestori di rete e altri titolari di asset AT				
IMPATTI TERRITORIALI								
Impatti non significativi								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1		2021		2026	2029	
Stazione 220/132 kV Padriciano	Fase 1	Fase 1		2021		2026	2029	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
3 M€/ 14 M€ ³²								

³² Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.



ELETTRODOTTO 380 kV VENEZIA NORD - SALGAREDA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
254-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2019				Veneto		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
La porzione di rete 380 kV del Triveneto è oggi interessata dai flussi di potenza in import dalla Slovenia che causano situazioni di elevato transito sull'elettrodotto 380 Venezia Nord – Salgareda, anche in situazioni di rete non integra. Per consentire il pieno sfruttamento della rete di trasmissione sono previsti interventi che consentiranno di superare le attuali limitazioni dell'elettrodotto 380 kV Venezia Nord - Salgareda, incrementando la sicurezza di esercizio e riducendo le congestioni di rete.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
		2026			2027			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	31			1		1		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Elettrodotto 380 kV Venezia Nord - Salgareda	Fase 4	Fase 1		2023		2026	2027	Il posticipo è dovuto ad approfondimenti progettuali
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
<1 M€ / 14 M€								

ELETTRODOTTO 132 kV PREDAZZO – MOENA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
255-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2019				Trentino Alto Adige		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Con l'obiettivo di incrementare la resilienza della rete, anche a seguito degli eventi estremi che si stanno verificando, è stata prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto in cavo 132 kV tra gli impianti di Predazzo e Moena, con adeguata compensazione reattiva per garantire gli standard di sicurezza di esercizio della rete. Tale intervento di sviluppo, in sinergia con le altre opere previste anche a seguito di richieste di modifica delle connessioni ricevute dai distributori locali, consentirà di rinforzare la magliatura della rete nell'area, incrementando pertanto la qualità del servizio.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2026		2028			2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
Interventi di connessione previsti nell'area				Altri titolari degli impianti				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	8					2		
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Nuovo elettrodotto 132 kV Predazzo - Moena	Fase 1	Fase 1		2026		2028	2030	La nuova pianificazione temporale è dovuta a ulteriori approfondimenti progettuali.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€/ 17 ³³ M€								

³³ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.



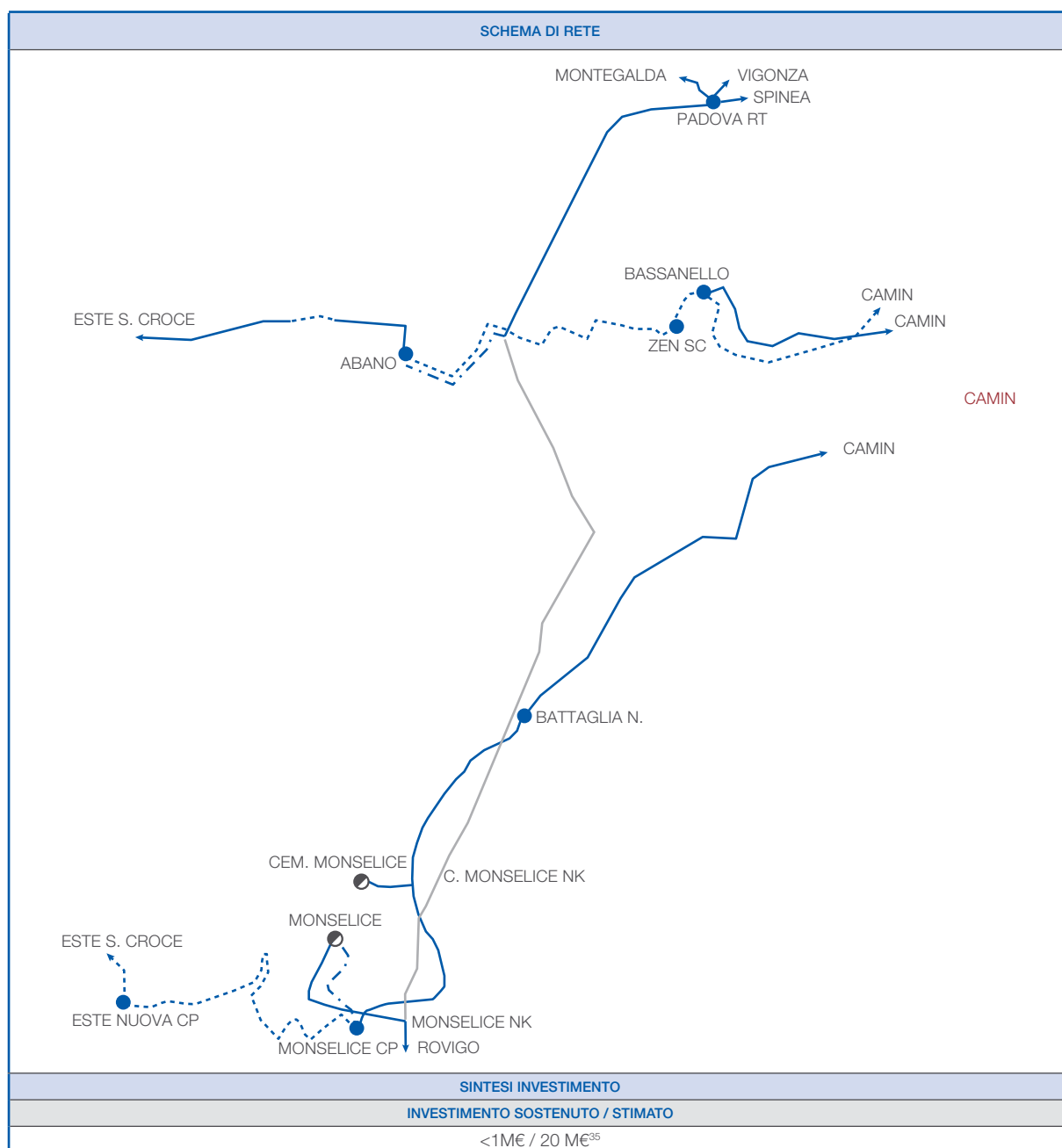
RISOLUZIONE ANTENNA UTENTE FERRIERE NORD								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
256-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2019				Friuli Venezia Giulia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di incrementare la qualità del servizio dell'utente connesso alla rete 220 kV, limitando il fenomeno dei buchi di tensione, è prevista la risoluzione dell'attuale connessione in antenna. L'intervento provvederà anche all'incremento di affidabilità della connessione, fornendo una seconda via di alimentazione all'utente in questione.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2030		2034			2036			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Coordinamento con utente Ferriere Nord				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	1							
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Risoluzione antenna	Fase 1	Fase 1		2030		2034	2036	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 ME/ 13 ME								

RIASSETTO RETE A OVEST DI PADOVA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
257-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2020				Veneto		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>L'intervento consente di integrare la rete acquisita da RFI nell'area di Padova, al fine di garantire sia maggiore interoperabilità con la RTN che una migliore alimentazione della CP di Montegalda.</p> <p>Infatti, quest'ultima attualmente è collegata a una lunga direttrice 132 kV acquisita da RFI, che risulta peraltro debolmente magliata con la RTN. Sono previste le seguenti modifiche alla rete elettrica afferente:</p> <ul style="list-style-type: none">• Raccordi in entra-escei dell'elettrodotto 132 kV Montebello-Montegalda-der. Lerino alla S/E 220/132 kV Castegnere;• Nuovo collegamento in cavo tra Castegnere e Montegalda. <p>L'intervento in questione consentirà quindi da un lato di avere una rete più affidabile grazie all'ulteriore via di alimentazione alla CP Montegalda, dall'altro di integrare maggiormente alla RTN gli asset acquisiti da RFI e di avere un maggior livello di magliatura.</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO				
2028		2033		2036				
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	9				1			
Dismissione	2							
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Raccordi Castegnere	Fase 1	Fase 1		2028		2033	2036	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Collegamento in cavo Castegnere-Montegalda	Fase 1	Fase 1		2028		2033	2036	
SCHEMA DI RETE								
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 16 M€ ³⁴								

³⁴ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.



RIASSETTO RETE AREA DI ABANO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
258-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2020				Veneto		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
La rete elettrica a sud di Padova presenta aree a basso livello di magliatura, nonché asset acquisiti da RFI che offrono la possibilità di essere integrati alla RTN per garantire un incremento di flessibilità di esercizio e di affidabilità della rete laddove opportunamente raccordati. In particolare, sono previsti i seguenti sviluppi alla rete elettrica tra la CP Abano e la CP Monselice:								
• Raccordo in cavo tra l'elettrodotto 132 kV Padova RT-Rovigo-der. Monselice e la CP Abano, così da garantire una ulteriore via di alimentazione alla CP e migliorare l'affidabilità della rete;								
• Nuovo collegamento in cavo tra Monselice, previo opportuno adeguamento agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio, e la CP Monselice; in tal modo si fornirà un'ulteriore alimentazione a Monselice, attualmente in antenna;								
• Dismissione di una porzione dell'elettrodotto 132 kV Padova RT-Rovigo-der. Monselice.								
Con l'ausilio di tale intervento di sviluppo si potrà garantire una maggiore sicurezza e flessibilità di esercizio della rete in questione e al contempo una più efficiente integrazione degli asset acquisiti da RFI.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2028		2032			2036			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	6					1		
Dismissione	18					1		
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Raccordo in cavo Padova RT-CP Abano	Fase 2	Fase 1		2028		2032	2036	La nuova pianificazione temporale è dovuta a ulteriori approfondimenti progettuali.
Collegamento in cavo Monselice-Monselice CP	Fase 2	Fase 1		2028		2032	2036	
Dismissioni rete AT	Fase 2	Fase 1		2028		2032	2036	



³⁵ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.



RAZIONALIZZAZIONE RETE AT VERONA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
259-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO ³⁶
2020		Veneto	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Al fine di garantire un'alimentazione in sicurezza dei diversi nodi di carico dell'area e di migliorare l'affidabilità della rete nei pressi di Verona, l'intervento di sviluppo in oggetto mira a una piena integrazione della rete 132 kV acquisita da RFI, funzionale a una maggiore interoperabilità con la RTN e alla dismissione di elettrodotti aerei, che consente di minimizzare l'impatto sul territorio. L'intervento, inoltre, permetterà di ottimizzare l'alimentazione dei carichi derivanti da futuri sviluppi dell'infrastruttura ferroviaria AV/AC che insiste in tale area.</p> <p>In particolare, è possibile suddividere la razionalizzazione nelle seguenti aree di intervento, riportate con l'identica numerazione seguente nello schema di rete sottostante:</p> <p>1. Richiusura antenne utenti: Le antenne strutturali – che alimentano Utenti in zona – saranno raccordate opportunamente a nuove SE 220 kV. Le nuove SE saranno inserite in e-e rispettivamente presso gli elettrodotti 220 e 132 kV dell'area.</p> <p>2. Razionalizzazione area a Ovest di Verona: si prevede l'integrazione della rete acquisita da RFI con la RTN.</p> <p>3. Razionalizzazione area Verona: si prevede l'integrazione della rete acquisita da RFI. Inoltre, sarà realizzata una nuova sezione 220 kV presso la SE di Ricevitrice Sud raccordando opportunamente le linee 132 kV e 220 kV limitrofe alla stazione;</p> <p>4. Razionalizzazione area a Est di Verona: si prevede la realizzazione di una nuova direttrice 132 kV tramite piccoli raccordi e il riassetto della porzione di Rete in oggetto.</p> <p>Le opere associate a tale intervento di sviluppo potranno subire modifiche a seguito di verifiche di fattibilità impiantistiche e in sinergia con gli altri soggetti coinvolti. In anticipo rispetto alle suddette opere, potrà essere necessario intervenire in SE Bussolengo M.A. per rimuovere la derivazione rigida in ingresso alla stazione e per installare il congiuntore di parallelo sbarre.</p> <p>Il riassetto della rete proposto mira al raggiungimento di diversi obiettivi tra i quali: l'aumento dell'affidabilità dell'alimentazione dei carichi locali, l'incremento della sicurezza e della qualità del servizio, l'aumento della flessibilità di esercizio e la minimizzazione degli impatti territoriali. Per perseguire questi obiettivi sono poste in atto azioni volte alla creazione di isole di esercizio, alla richiusura di antenne strutturali, all'aumento della magliatura con la rete locale e con l'integrazione della rete acquisita da RFI, e infine alla demolizione di elettrodotti.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO
			2038
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
		Dipendenza da accordi con distributore locale per i lavori di ampliamento/ adeguamento presso le Cabine Primarie.	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	26	1	4
Dismissione	83	5	6
Dismissione e Realizzazione	2		1

³⁶ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità.

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Riassetto tra le linee Peschiera RT – Verona RT / Bussolengo SS – Peschiera CP e riassetto tra le linee Peschiera CP – Povegliano / Mincio – Ricevitrice Sud	Fase 1	Fase 1		2032		2034	2038	
Riassetto rete 132 kV per realizzare la direttrice Pedemonte – Grezzana – Lugo CP – Masocorona	Fase 1	Fase 1		2032		2034	2038	
Richiusura antenne strutturali 220 kV	Fase 1	Fase 1		2032		2034	2038	
Direttrice in cavo 132 kV Campo Marzo – Ricevitrice Nord – Verona Est	Fase 1	Fase 1		2032		2034	2038	
Nuova sezione 220 kV presso la SE di Ricevitrice Sud e relativi raccordi 220 kV e 132 kV	Fase 1	Fase 1		2032		2034	2038	
Riassetto rete AT per realizzare la direttrice 132 kV Domegliara RT – Bussolengo MA – Bussolengo SS e demolizioni associate	Fase 1	Fase 1		2032		2034	2038	
Riassetto rete AT per realizzare la direttrice 132 kV Ricevitrice Sud – Buttapietra	Fase 1	Fase 1		2032		2034	2038	
Entra-esce di Ricevitrice Ovest sulla linea 132 kV Bussolengo SS – Chievo CP e di Verona RT sulla linea 132 kV Chievo CE – Ricevitrice Sud	Fase 1	Fase 1		2032		2034	2038	
Demolizione direttrice 132 kV Garda NK – Castelnuovo NK	Fase 1	Fase 1		2032		2034	2038	
Realizzazione di uno stallo parallelo e risoluzione derivazione rigida Bussolengo SS- Sega-Bussolengo MA	Fase 4	Fase 1		2024		2024	2027	
AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
SE di smistamento di Colà	Fase 1	Fase 1		2032		2034	2038	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
1 M€ / 137 M€ ³⁷	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040			
	IUS	2,1			IUS	2,1		
	VAN _{PDS}	93 M€			VAN _{PDS}	93 M€		

³⁷ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	19	0,5 GWh
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 CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

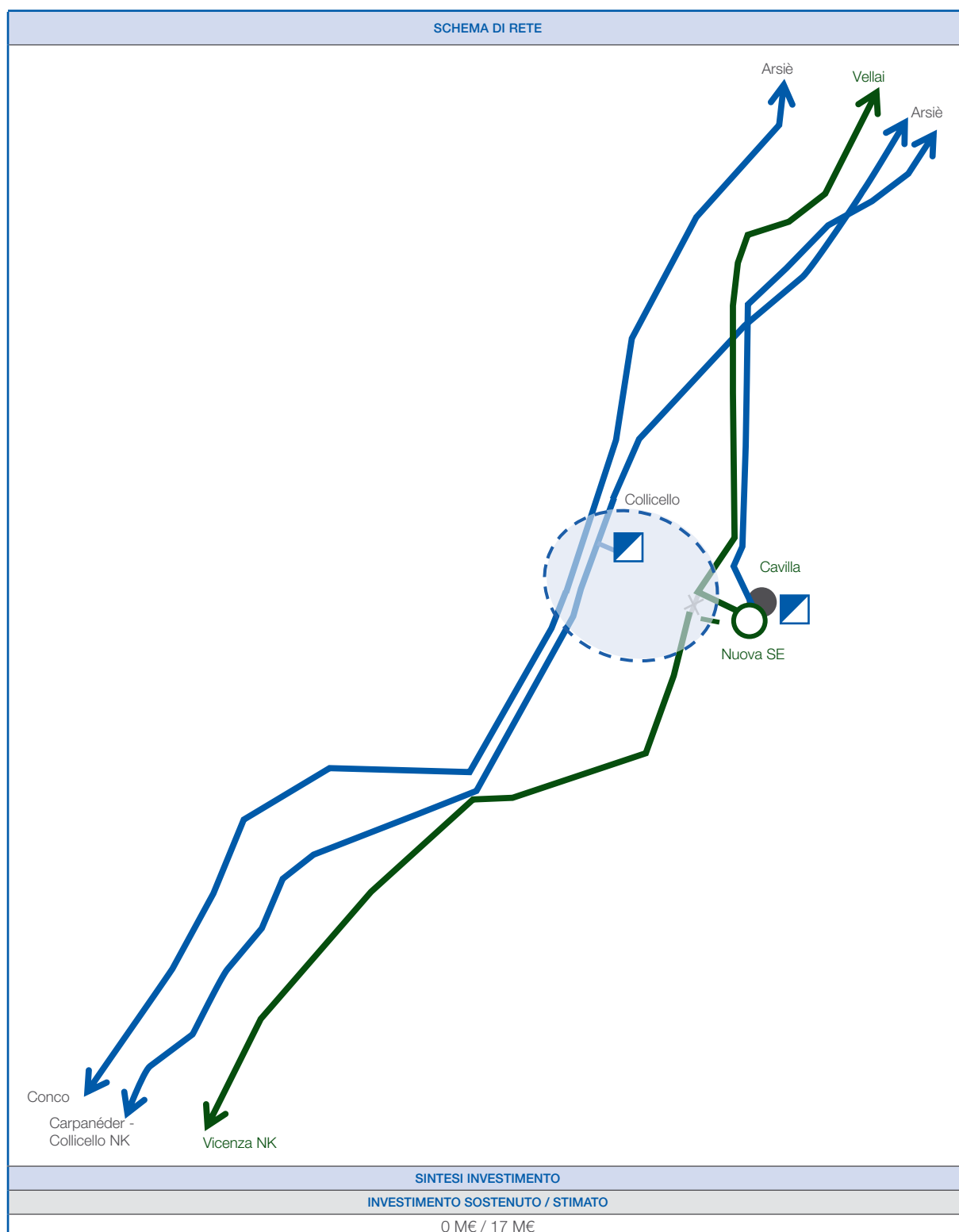
B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM

RAZIONALIZZAZIONE RETE AT IN PROVINCIA DI VENEZIA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
260-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2021				Veneto		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
La rete 132 kV tra i comuni di Quarto d'Altino e Portogruaro presenta un ridotto livello di magliatura. Pertanto, sono state studiate le seguenti opere di sviluppo per migliorare l'affidabilità del servizio elettrico nella rete in questione:								
<ul style="list-style-type: none">• Realizzazione di raccordi in CP Quarto d'Altino all'elettrodotto 132 kV Spinea-Fossalta;• Realizzazione di raccordi in SE Fossalta all'elettrodotto 132 kV Musile-Salgareda;• Realizzazione di raccordi nelle CP Cessalto e Levada all'elettrodotto 132 kV Fossalta-Portogruaro.								
Le opere potranno essere soggette a puntuali variazioni progettuali a seguito delle verifiche di fattibilità impiantistiche in sinergia con gli altri soggetti coinvolti.								
Per la CP di Sesto Reghena, unica alimentata in antenna nella porzione di rete in esame, è prevista inoltre la richiusura sull'elettrodotto 132 kV Levada-Pordenone, al fine di migliorare l'attuale schema di alimentazione.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER	Qualità del Servizio			
				Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA			
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza			
				Integrazione RFI	Transizione energetica			
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO				
2028		2033		2036				
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con i distributori locali per i lavori di ampliamento/adeguamento presso le Cabine primarie				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	13				1			
Dismissione	3							
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Raccordi in CP Quarto d'Altino	Fase 1	Fase 1		2028		2033	2036	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Raccordi in SE Fossalta	Fase 1	Fase 1		2028		2033	2036	
Raccordi in CP Cessalto	Fase 1	Fase 1		2028		2033	2036	
Raccordi in CP Levada	Fase 1	Fase 1		2028		2033	2036	
Raccordo in CP Sesto Reghena	Fase 1	Fase 1		2028		2033	2036	
SCHEMA DI RETE								
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 ME / 10 ME								

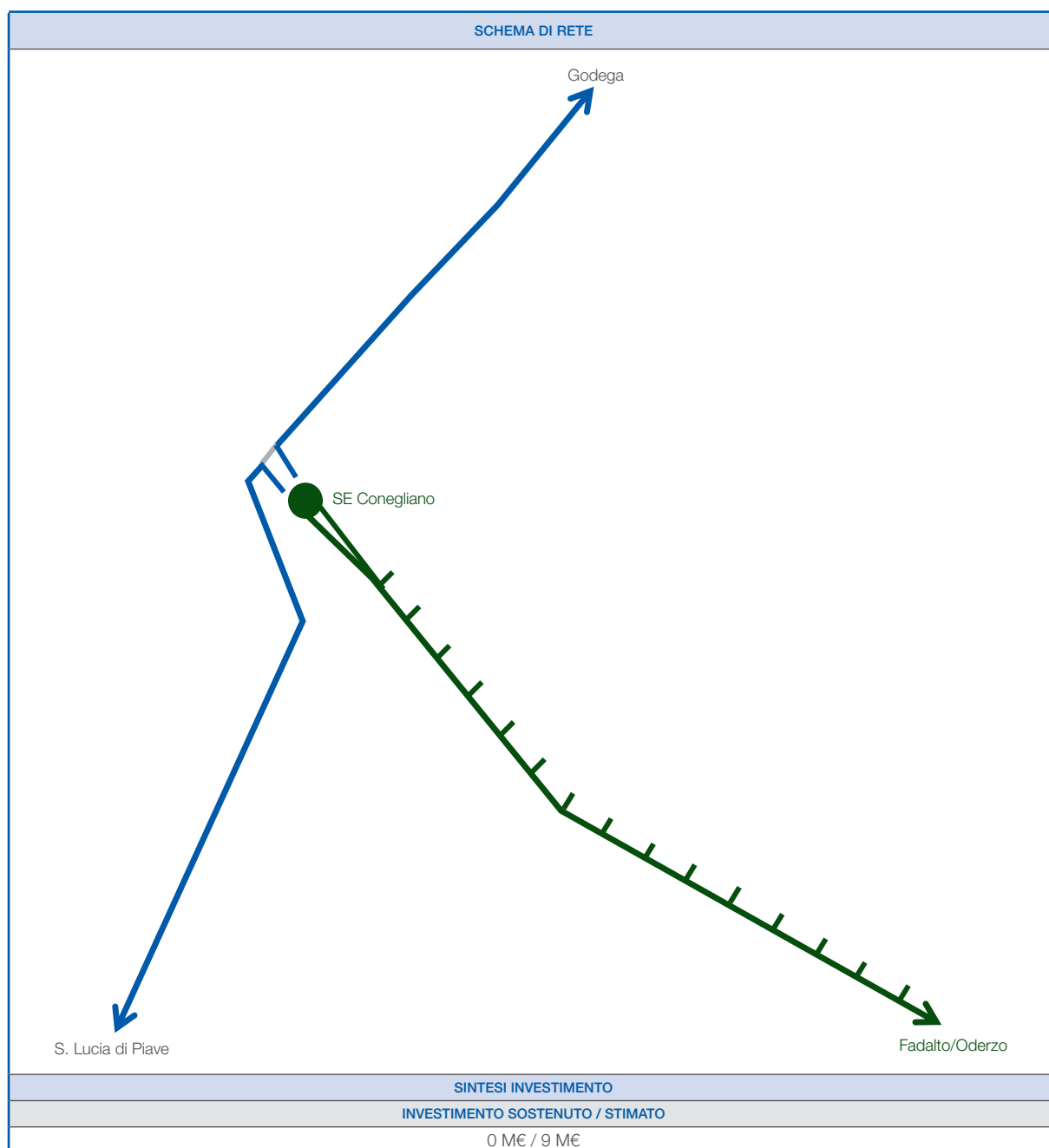


RIASSETTO RETE NELL'AREA DELLA STAZIONE CAVILLA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
261-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2021				Veneto		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
La SE 220 kV Cavilla è ad oggi collegata in derivazione rigida alla dorsale 220 kV Vellai-Vicenza-der. Cavilla-der. Cittadella. Tale tipologia di connessione limita la flessibilità dell'esercizio e, in condizioni di guasto o manutenzione della dorsale, causa criticità alla sicurezza della RTN. L'intervento è finalizzato alla risoluzione del collegamento in derivazione rigida della stazione di Cavilla mediante la realizzazione di un nuovo raccordo 220 kV all'elettrodotto 220 kV Vellai-Vicenza-der.Cittadella. Per incrementare la flessibilità dell'esercizio della rete 132 kV, nonché la magliatura tra le reti AAT e AT è stato anche studiato di raccordare in SE Cavilla i lunghi elettrodotti 132 kV collocati nelle vicinanze, adeguando opportunamente le loro portate laddove necessario.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2028		2033			2036			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	3			3		1		
Dismissione	8			3		1		
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Raccordo 220 kV in SE Cavilla	Fase 1	Fase 1		2028		2033	2036	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale.
Raccordi 132 kV	Fase 1	Fase 1		2028		2033	2036	





INCREMENTO MAGLIATURA SE 220 kV CONEGLIANO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
262-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2021				Veneto		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
La SE 220 kV Conegliano è collegata in entra-esce a una lunga direttrice 220 kV, che dal nodo di produzione di Soverzene arriva fino al nodo di carico di Salgareda. In condizioni di guasto o manutenzione di tratti della direttrice 220 kV a cui è raccordata si verifica un degrado della sicurezza di esercizio della porzione di rete nell'area. L'intervento di sviluppo proposto è volto a incrementare la sicurezza di alimentazione dei carichi collegati in tale area, cogliendo l'opportunità di raccordare il vicino elettrodotto 132 kV Godega - S.Lucia di Piave. Sono inoltre previsti lavori in stazione al fine di incrementare la flessibilità di esercizio e la capacità di trasformazione. Sarà inoltre realizzato uno stallo parallelo sulla sezione 220 kV presso la stazione di Conegliano.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2028		2033			2036			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	1							
Dismissione	1							
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Adeguamento SE Conegliano	Fase 1	Fase 1		2028		2033	2036	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale
Raccordi 132 kV	Fase 1	Fase 1		2028		2033	2036	
Realizzare stallo parallelo sulla sezione 220 kV	Fase 1	Fase 1		2028		2033	2036	





INCREMENTO DELLA TRASFORMAZIONE SE VILLABONA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
263-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2023				Veneto		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
La SE Villabona 220/132 kV attualmente presenta una sezione a 132 kV e una a 220 kV collegate da un'unica trasformazione 220/132 kV pari a 160 MVA. Con l'obiettivo di incrementare la capacità di trasformazione e garantire la sicurezza di esercizio anche in condizione di rete non integra, sarà prevista l'installazione un secondo ATR 220/132 kV, da 250 MVA.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
		2026			2029			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]		
Intervento relativo a sole aree di stazioni								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Installazione ATR 220/132 kV da 250 MVA	Fase 4	Fase 1		2023		2026	2029	La nuova pianificazione temporale è dovuta a ritardi per approvvigionamento materiali.
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 4 M€								

Ipotesi di sviluppo allo studio

Interconnessione Italia – Austria in sinergia con le infrastrutture di trasporto

Driver: Market efficiency, Decarbonizzazione

Attualmente la rete di trasmissione dell'Austria è debolmente interconnessa con la Rete di Trasmissione Nazionale attraverso un collegamento 220 kV Soverzene – Lienz e un collegamento 132 kV Greuth – Tarvisio (merchant).

In aggiunta agli interventi già previsti, tenuto conto dei differenziali di prezzo tra Austria / Germania e Italia, attuali e previsionali, la capacità di trasporto su tale frontiera si conferma potenzialmente competitiva. L'esigenza di adeguare la capacità di interconnessione con l'Austria, nel lungo termine, potrà portare a una soluzione da concretizzare in sinergia con i lavori di costruzione della linea ferroviaria AC/AV attraverso il tunnel del Brennero tra Fortezza (IT) e Innsbruck (AT).

La futura Galleria che collegherà Innsbruck/Tulfes in Austria a Fortezza in Italia si estende per una lunghezza di oltre 50 km e si compone di due gallerie principali e di un cunicolo esplorativo, il quale, in virtù della sua posizione indipendente rispetto alle gallerie principali, potrebbe risultare funzionale ad accogliere le infrastrutture elettriche di trasmissione.

Gli studi in corso si stanno focalizzando sulle verifiche propedeutiche a valutare la realizzazione di nuovi collegamenti elettrici in cavo all'interno del cunicolo esplorativo al fine di aumentare la capacità di scambio di energia elettrica tra i due Paesi. Gli esiti degli studi consentiranno di definire la tecnologia del collegamento, il livello di tensione, i nodi di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, in sinergia con il progetto funzionale alla connessione e all'alimentazione elettrica della trazione ferroviaria lungo l'asse del Brennero (Brenner Basis Tunnel) e di concerto con il TSO austriaco Austrian Power Grid e la società italo-austriaca BBT.

4.2.2 Interventi in valutazione Area Nord Est

Elettrodotto 132 kV Palmanova – Vittorio Veneto

Cod. 212-S

Sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni sulla la direttrice a 132 kV tra la CP di Palmanova e la CP Vittorio Veneto e contestualmente, ove possibile, saranno superati gli attuali schemi di collegamento in derivazione rigida delle utenze.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Elettrodotto 132 kV Cessalto-Caorle

Cod. 223-S

L'intervento prevede interventi di rimozione limitazioni del collegamento 132 kV Cessalto - Caorle.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Stazione 380 kV Vicenza Industriale

Cod. 228-S

L'intervento prevede la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV, nell'area industriale di Vicenza, da inserire in entra – esce all'elettrodotto 380 kV “Sandrigo – Dugale” e da raccordare alla locale rete AT.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Stazione 220 kV St. I

Cod. 232-S

L'intervento prevede l'incremento della capacità di trasformazione 220/132 kV nella stazione 220 kV “Stazione I”, con contestuale superamento dell'attuale schema di connessione a tre estremi “Villabona – Stazione I – der. Azotati” mediante entra – esce della linea sulla sezione 132 kV della stazione “Stazione I”.

Motivazioni: In relazione alla variazione degli scenari di generazione e carico previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Nuova stazione 220/132 kV a Nord Ovest di Padova

Cod. 214-S

Le attività prevedono una nuova stazione di trasformazione 220/132 kV, collegata in entra – esce all'elettrodotto 220 kV “Dugale – Marghera Stazione 1” e raccordata alla locale rete AT.

Note: Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento “Razionalizzazione 220 kV Area a Nord Ovest di Padova (cod. 214-P)”.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia – Slovenia

Cod. 205-S

L'intervento prevede la realizzazione di una nuova linea di interconnessione 380 kV tra la futura stazione di Udine Sud (IT) e Okroglo (SI).

Motivazioni: In relazione alla variazione delle condizioni al contorno (con particolare riferimento alla ridefinizione delle priorità dei progetti di interconnessione alla frontiera Nord italiana) e all'incertezza sulla fattibilità, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone

Cod. 213-S

L'intervento prevede una stazione 380/220/132 kV, presumibilmente presso l'esistente impianto 220/132 kV di Pordenone.

Motivazioni: In relazione all'evoluzione degli scenari energetici e in particolare alla luce di una forte crescita delle rinnovabili, l'attività attualmente riveste carattere di minore priorità nell'orizzonte di Piano.

Stazione 380 kV in Provincia di Treviso (Vedelago)

Cod. 227-S

L'intervento prevede una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV nell'area di Vedelago, da inserire in entra – esce all'elettrodotto 380 kV Sandrigo – Cordignano e opportunamente raccordata alla rete 132 kV locale per consentire anche il superamento dell'antenna di Fonte.

Motivazioni: In relazione all'evoluzione degli scenari energetici e in particolare alla luce di una forte crescita delle rinnovabili, l'attività attualmente riveste carattere di minore priorità nell'orizzonte di Piano.

Elettrodotto 132 kV Castelfranco – Tombolo (ex Elettrodotto 132 kV Castelfranco – Castelfranco Sud)

Cod. 244-S

L'intervento prevede la rimozione delle attuali derivazioni rigide lungo l'elettrodotto "Castelfranco – Tombolo" e la ricostruzione del tratto di linea compreso tra la CP Castelfranco e la derivazione rigida di Castelfranco valutando l'utilizzo di sostegni in doppia terna.

Motivazioni: In relazione all'evoluzione degli scenari energetici e in particolare alla luce di una forte crescita delle rinnovabili, l'attività attualmente riveste carattere di minore priorità nell'orizzonte di Piano.

Riassetto rete Caneva

Cod. 250-S

L'intervento prevede un riassetto delle linee afferenti all'impianto Caneva di E-Produzione al fine di realizzare le direttrici 132 kV Budoia – Caneva – Cordignano, Nove 71 – Porcia e Castelletto Sacile RT.

Motivazioni: In relazione all'evoluzione degli scenari energetici e in particolare alla luce di una forte crescita delle rinnovabili, l'attività attualmente riveste carattere di minore priorità nell'orizzonte di Piano.

Stazione 132 kV Vipiteno

Cod. 251-S

L'intervento prevede l'adeguamento e la ricostruzione in doppia sbarra dello smistamento 132 kV Vipiteno.

Motivazioni: In relazione all'evoluzione degli scenari energetici e in particolare alla luce di una forte crescita delle rinnovabili, l'attività attualmente riveste carattere di minore priorità nell'orizzonte di Piano.

Interventi non più programmati (Area Nord Est)

Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto

Cod. 206-S

L'intervento prevede la realizzazione di un collegamento a 380 kV tra le direttrici RTN "Sandrigo – Cordignano" e "Venezia Nord – Salgareda".

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, all'incertezza sulla fattibilità e ad alternative offerte da nuove soluzioni tecnologiche, l'attività non sarà più programmata nel Piano.



4.2.3 Schede Area Nord Est degli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e S.M.I.

INCREMENTO DELLA CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA AI SENSI DELLA LEGGE 99/2009 E S.M.I.								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
200-I		3.21		150				
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2010				Veneto, Friuli Venezia Giulia		Nord-Slovenia		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>Ai sensi dell'articolo 32 della legge 99/2009 “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia” sono stati condotti studi con il gestore sloveno ELES, che hanno portato alla definizione di un progetto di interconnessione HVDC in cavo da Salgareda alla rete slovena di altissima tensione, corredato dalle necessarie opere di decongestionamento interno della RTN.</p> <p>Gli studi effettuati nel corso degli anni hanno portato all'individuazione di un efficientamento delle attività di rinforzo della rete interna previste attraverso la rimozione delle limitazioni della porzione di rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla rete della Slovenia adeguando i dispositivi per la regolazione dei flussi di potenza.</p> <p>Alla luce del prolungamento delle attività di studio per l'individuazione del nodo di connessione del collegamento HVDC in Slovenia e dei pareri dell'Autorità che pongono in valutazione la parte HVDC del progetto, si è ipotizzata la realizzazione in due fasi dell'interconnessione, prevedendo nei prossimi anni la realizzazione delle attività di rimozione delle limitazioni della rete 380 kV e 220 kV (Fase 1) e rimandando oltre l'orizzonte decennale di Piano il collegamento HVDC (Fase 2).</p> <p>L'interconnessione, una volta realizzata consentirà di incrementare la capacità di scambio tra Italia e Slovenia e di conseguenza su tutta la frontiera Nord.</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER	Qualità del Servizio			
				Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA			
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza			
				Integrazione RFI	Transizione energetica			
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
		2028			2030 ³⁸			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con il TSO sloveno ELES e con i soggetti finanziatori ex legge 99/2009.				
IMPATTI TERRITORIALI ³⁹								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	38							
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
HVDC Divaca - Salgareda	Fase 3	Fase 3	EL-308	13.09.2012				In virtù dei pareri dell'Autorità il progetto HVDC è in valutazione.
Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla Slovenia	Fase 1	Fase 1		2025		2028	2030	

³⁸ Il completamento al 2030 si riferisce all'opera "Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla Slovenia".

³⁹ Si riferisce agli interventi di rimozione limitazioni della porzione di rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla rete slovena.

APPROFONDIMENTI TECNICI

Con i pareri 574/2020, 335/2022 e 4/2025 l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ("ARERA") ha richiesto di mettere in valutazione, quindi senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale, l'opera "HVDC Divaca - Salgareda" in virtù del parere stesso:

- il sostanziale stallo dell'opera da parte slovena;
- la possibilità di incrementare la capacità di trasporto con soluzioni diverse dall'HVDC;
- la limitata utilità per il sistema elettrico nazionale di ulteriori (rispetto a quanto previsto) sviluppi con la slovenia, desumibile dagli ultimi rapporti di capacità obiettivo e dall'analisi dei needs sulla rete europea.

Per quanto riguarda la programmazione delle attività alternative per l'incremento della capacità di scambio tra i due paesi ("Rimozione limitazioni"), si fa presente che Terna ha proseguito l'interlocuzione con il TSO sloveno ELES con il quale, nel 2022 ha avviato uno studio di fattibilità tecnico-economica che è previsto concludersi nel 2025.

Ai fini di quanto sopra riportato Terna ha escluso l'opera HVDC Divaca-Salgareda dalla rete base, mantenendo la sola opera "Rimozione Limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla Slovenia" ed il relativo incremento di capacità atteso (400 MW).

Pertanto, l'Analisi Costi Benefici riportata nella presente scheda intervento è relativa a quest'ultima opera.

I risultati delle analisi permettono di definire i seguenti benefici principali:

- incremento della sicurezza di esercizio: minori sovraccarichi sulla RTN alla frontiera Nord. Si registra infatti un beneficio in termini di minori costi di ridispacciamento (B7) pari a 7-14 M€/y per gli scenari di Policy e 10 M€/y per gli scenari inerziali;
- riduzione delle esternalità emesse da fonti di produzione meno efficienti dell'est Europa sullo scenario PNIEC Slow (B18) e riduzione delle emissioni interne all'Italia (B19);
- benefici legati alla condivisione dei servizi di bilanciamento che portano a una riduzione dei costi MSD (B8).

SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI⁴⁰

INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
5 M€ / 110 M€	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035 DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035 DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035 DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040	
	IUS	1,1	IUS	3,1	IUS	1,3	IUS	5,9
	VAN _{PDS}	11 M€	VAN _{PDS}	197 M€	VAN _{PDS}	31 M€	VAN _{PDS}	464 M€

⁴⁰ L'analisi costi benefici è riferita alla fase 1 del progetto, in considerazione del parere espresso da ARERA in data 22 dicembre 2020. Al contempo, l'obiettivo è di ottimizzare le opere previste nella fase 2, poste in valutazione da parte dell'Autorità, pertanto escluse dalle reti base considerate.



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	-12		-12
B2a	5	40 GWh	5
B3a	0		
B4	0		
B5a	0,1	0,7 GWh	0,1
B5s	0		
B6	0		
B7	14		14
B8	-2		-2
B16	0		
B18	0,3	66,2 kton	0,3
B19	9	0,2 kton	9

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	66,2
I5 - Overgeneration [MWh]	21534	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	2		2
B2a	11	102,3 GWh	11
B3a	0		
B4	0		
B5a	-0,3	-3,6 GWh	-0,3
B5s	0		
B6	0		
B7	7		7
B8	4		4
B16	0		
B18	0,1	0,5 kton	0,1
B19	3	0,1 kton	3

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0,5
I5 - Overgeneration [MWh]	59368	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2040

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	-19		-19
B2a	9	78,7 GWh	9
B3a	0		
B4	0		
B5a	1	12,7 GWh	1
B5s	0		
B6	0		
B7	11		11
B8	0,1		0,1
B16	0		
B18	-4	-23,5 kton	-4
B19	3	0,1 kton	3

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	-23,5
I5 - Overgeneration [MWh]	72078	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	-6		-6
B2a	13	119,3 GWh	13
B3a	0		
B4	0		
B5a	-0,1	-0,5 GWh	-0,1
B5s	0		
B6	0		
B7	10		10
B8	5		5
B16	0		
B18	3	33,1 kton	3
B19	15	0,4 kton	15

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	33
I5 - Overgeneration [MWh]	50618	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

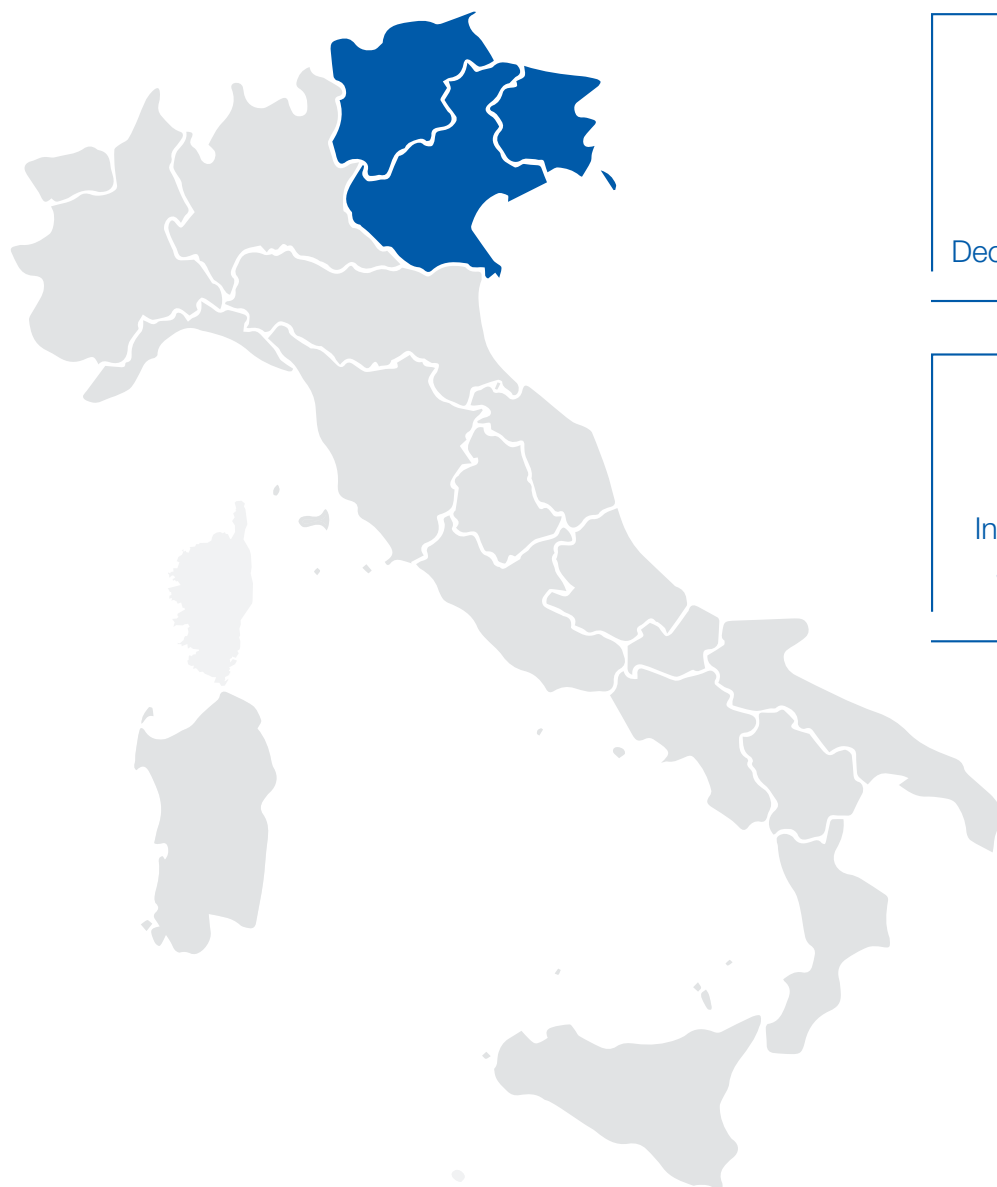
Benefici monetari	Val. [M€]	Q.tà	
B1	8		8
B2a	9	75,6 GWh	9
B3a	0		
B4	0		
B5a	0,2	2,1 GWh	0,2
B5s	0		
B6	0		
B7	10		10
B8	1		1
B16	0		
B18	19	112 kton	19
B19	7	0,2 kton	7

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	112
I5 - Overgeneration [MWh]	52561	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM

4.3 Area Centro Nord



9

Interventi
per la
Decarbonizzazione

11

Interventi per la
Sostenibilità



4.3.1 Schede interventi pianificati Area Centro Nord

ELETTRODOTTO 380 kV COLUNGA – CALENZANO			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
302-P		33	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2005		Emilia Romagna/Toscana	Nord/Centro Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Al fine di ridurre i vincoli presenti tra le aree Nord e Centro Nord del mercato elettrico italiano, si ricostruiranno a 380 kV le attuali linee a 220 kV “Calenzano – S. Benedetto del Querceto” e “S. Benedetto del Querceto – Colunga”. Il nuovo elettrodotto a 380 kV sarà collegato in entra – esce alla stazione di S. Benedetto del Querceto (BO), già realizzata in classe 380 kV, presso la quale dovrà pertanto essere installato un ATR 380/132 kV, in sostituzione dell’attuale ATR 220/132 kV. L’intervento consentirà di risolvere congestioni di rete su una delle sezioni critiche del sistema elettrico nazionale. Con tale rinforzo di rete, infatti, si ridurranno le congestioni in direzione Sud-Nord che limitano la produzione degli impianti da fonte rinnovabile. Nell’ottica di migliorare la sicurezza locale e la qualità del servizio della rete sarà realizzata una trasformazione RTN 380/132 kV nella stazione 380 kV di Bargi (in alternativa all’area di Vaiano) intervenendo con un riassetto rete locale che, tra gli interventi principali, prevede il riassetto della connessione di alcuni impianti, un breve raccordo 132 kV tra i nodi di Bargi e Suviana e un nuovo elettrodotto 132 kV Ca’ Landino - Roncobilaccio. La trasformazione 380/132 kV nella stazione di Bargi, collegata in entra – esce all’elettrodotto 380 kV “Bargi – Calenzano” sul quale sono previsti interventi puntuali di rimozione delle limitazioni, consentirà, unitamente agli altri interventi, anche l’integrazione con la rete ex RFI. In corrispondenza delle derivazioni rigide che alimentano Vaiano FS, saranno installati dispositivi di sezionamento automatizzato. Inoltre, saranno potenziati gli elettrodotti AT che alimentano l’area di Prato e Firenze. Al fine di migliorare l’affidabilità della rete AT e superare le criticità legate alla derivazione rigida verso Firenzuola, Monte Carpinaccio e Roncobilaccio, saranno installati, in anticipo rispetto agli altri interventi, dispositivi di sezionamento automatizzato presso le derivazioni rigide, e successivamente sarà realizzata una stazione 132 kV di smistamento (Futa) per superare le derivazioni rigide presenti. Sono altresì previste ulteriori opere di riassetto della rete AAT/AT dell’area.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2026/2035 ⁴¹	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	129	27	3
Dismissione	108	16	3
Dismissione e Realizzazione			

⁴¹ Il completamento al 2035 si riferisce alle opere accessorie dell'intervento.

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Elettrodotto 380 kV Calenzano - S.B. Querceto- Colunga (Inclusa variante con ingresso a Calenzano in d.t. 380 kV Bargi-Calenzano/Colunga-Calenzano)	Fase 5	Fase 4	EL-173	2009	2020	2023	2026	In data 24.11.2020 è stata autorizzata l'opera (Decreto Interministeriale n. 239/ EL-173/324/2020 del 24 novembre 2020). Ultime verifiche di ottemperanza a prescrizioni autorizzative in corso
Stazione 380 kV S.B. Querceto	Fase 5	Fase 4	EL-173	2009	2020	2023	2026	
Stazione 380 kV Calenzano	Fase 5	Fase 4	EL-173	2009	2020	2023	2026	
Stazione 380 kV Colunga	Fase 5	Fase 4	EL-173	2009	2020	2023	2026	
Nuova stazione 132 kV (Futa)	Fase 5	Fase 4	EL-173	2009	2020	2023	2026	
Sezionamento automatizzato Vaiano (1)	Fase 5	Fase 4		2018		2021	2028	Opere rimandate per ritardi dovuti agli approvvigionamenti.
Sezionamento automatizzato Vaiano (2)	Fase 5	Fase 4		2019		2021	2028	
Sezionamento automatizzato Firenzuola	Compl.	Fase 4		2018		2021	2023	
Sezionamento automatizzato Roncobilaccio	Compl.	compl.		2018		2020	2021	
Rimozione limitazioni su el. 380 kV	Fase 4			2024		2025	2026	
AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Stazione 380/132 kV Bargi	Fase 1	Fase 1		2025		2028	2034	Si sono resi necessari ulteriori approfondimenti progettuali.
Elettrodotto 132 kV Ca'Landino - Roncobilaccio	Fase 2	Fase 1		2028		2034	2035	
Elettrodotto 380 kV Bargi - Calenzano	Compl.	Fase 5	EL-395	2018	2019	2020	2024	In data 15.10.2019 è stata autorizzata l'opera (Decreto Interministeriale n. 239/ EL-395/299/2019 del 15 ottobre 2019).
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1		2025		2030	2035	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO					RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI			
134 M€ / 289 M€ ⁴²					Piano di Sviluppo 2020			

⁴² Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.



RETE AT DI AREZZO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
305-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2009				Toscana		Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
L'area di carico compresa fra le stazioni in AAT di S. Barbara, Arezzo C e Pian della Speranza presenta alcune criticità di esercizio in sicurezza della rete. Alla luce di tali criticità saranno realizzati i seguenti lavori:								
• rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 132 kV "S. Barbara – Montevarchi – Levane – La Penna – Arezzo C";								
• rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 132 kV "Arezzo C – Arezzo A";								
• rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 132 kV "Arezzo C – Arezzo B";								
• rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Arezzo A – Arezzo B.								
Inoltre, per migliorare i profili di tensione, è stata installata una batteria di condensatori 220 kV presso la Stazione 220 kV di Arezzo C, di cui si prevede, infine, la ricostruzione in doppia sbarra.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2036			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con e-distribuzione per i lavori di adeguamento presso le Cabine Primarie				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	57			8		6		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Stazione 220 kV Arezzo C (batteria condensatori)	compl.	compl.		2015		2015	2015	Riprogrammazione delle attività dovuta alla necessità di ulteriori approfondimenti progettuali.
Stazione 220 kV Arezzo C (ricostruzione doppia sbarra)	Fase 4	Fase 4		2019		2022	2030	
Elettrodotto 132 kV S. Barbara – Montevarchi– Levane – La Penna – Arezzo C	Fase 1	Fase 1		2030		2032	2036	
Elettrodotto 132 kV Arezzo C – Arezzo A	Fase 1	Fase 1		2030		2032	2036	
Elettrodotto 132 kV Arezzo C – Arezzo B	Fase 1	Fase 1		2030		2032	2036	
Elettrodotto 132 kV Arezzo A – Arezzo B	Fase 1	Fase 1		2030		2032	2036	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
1M€ / 14 M€ ⁴³								

⁴³ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.

RIASSETTO RETE 380 E 132 kV AREA DI LUCCA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
306-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2008				Toscana		Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Per migliorare la qualità del servizio e i profili di tensione sulla rete dell'area compresa tra le province di Pisa e Lucca, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV nei pressi della CP Filettole. La nuova stazione RTN, attrezzata con due ATR 380/132 kV, sarà raccordata in entra – esce all'elettrodotto 380 kV La Spezia – Acciaiole e alle attuali linee 132 kV Filettole CP – Viareggio, Filettole CP – Pisa P. Mare e Filettole CP – Montuolo all. - Lucca Ronco, sulle quali sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni. Sarà studiata, inoltre, la possibilità di sfruttare le direttrici Massa FS – Cascina FS e Viareggio FS – Cascina FS. Oltre a migliorare la qualità del servizio nell'area in questione, gli interventi previsti consentiranno di:								
<ul style="list-style-type: none">• ridurre gli impegni della rete a 132 kV che dalle stazioni di trasformazione di Marginone, Acciaiole e Avenza alimenta l'area di Lucca e Pisa;• ridurre l'elevato impegno delle trasformazioni di Marginone, Acciaiole e Avenza;• garantire la copertura del fabbisogno anche a fronte della crescita del carico e in relazione all'evoluzione del sistema elettrico e della mutata disponibilità di generazione nell'area compresa tra le Province di Massa, Livorno, Lucca e Firenze;• evitare consistenti interventi di potenziamento della rete in AT compresa tra le due province toscane;• ottenere un nuovo collegamento CP Viareggio Nord - SE Viareggio RT.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
		2026			2034			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	3					1		
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	32					2		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Stazione 380/132 kV area di Lucca	Fase 3	Fase 3	EL-324	2014		2028	2033	Pervenuto Decreto VIA in data 03.05.2022
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 3	Fase 3		2019		2026	2028	
Nuovo collegamento CP Viareggio Nord – SE Viareggio RT	Fase 1	Fase 1		2028		2030	2034	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
2 M€ / 71 M€ ⁴⁴	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040			
	IUS	2,6			IUS	2,6		
	VAN _{PDS}	86 M€			VAN _{PDS}	86 M€		

⁴⁴ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	1	5,7 GWh		1
B3a	6	0,1 GWh		6
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	2	19,7 GWh		2
B3a	12	0,3 GWh		12
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
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 CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM

ELETTRODOTTO 220 kV COLUNGA - ESTE								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
307-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2001				Emilia Romagna		Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Per migliorare l'affidabilità della rete AT presente nel territorio compreso tra Ferrara e Bologna, il tratto a Sud di Ferrara della ex linea a 220 kV "Colunga – Este" declassata a 132 kV verrà raccordato ai seguenti impianti:								
<ul style="list-style-type: none">• alla CP di Ferrara Sud, mediante la realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV;• alla CP di Altedo, mediante prolungamento degli attuali raccordi alla linea a 132 kV "Ferrara Sud – Colunga";• alla sezione a 132 kV della stazione di Colunga.								
Al fine di consentire l'esercizio in sicurezza della direttrice 132 kV "Colunga – Ferrara Focomorto", ove è anche inserita la centrale Centro Energia Ferrara, sarà ricostruito l'elettrodotto a 132 kV "Centro Energia – Ferrara Sud", prevedendo anche il superamento della derivazione rigida presente. I tronchi di linea non più utilizzati saranno demoliti successivamente alla realizzazione dei suddetti interventi.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2026/2028 ⁴⁵			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	18					4		
Dismissione	64			1		9		
Dismissione e Realizzazione	28			1		1		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Elettrodotto 132 kV Ferrara Sud – Centro Energia	Fase 5	Fase 4	EL-240	2011	2020	2022	2025	In data 02.03.2020 è stata autorizzata l'opera (Decreto Interministeriale n. 239/ EL-240/303/2020 del 2 marzo 2020).
Elettrodotto 132 kV Ferrara Sud – Altedo	Fase 5	Fase 4	EL-240	2011	2020	2021	2025	
Elettrodotto 132 kV Colunga – Altedo	Fase 5	Fase 4	EL-240	2011	2020	2021	2026	
AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Razionalizzazione rete AT	Fase 2	Fase 2		2023		2025	2028	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
11 M€ / 21 M€								

⁴⁵ Il completamento al 2028 si riferisce all'opera accessoria dell'intervento "Razionalizzazione rete AT".

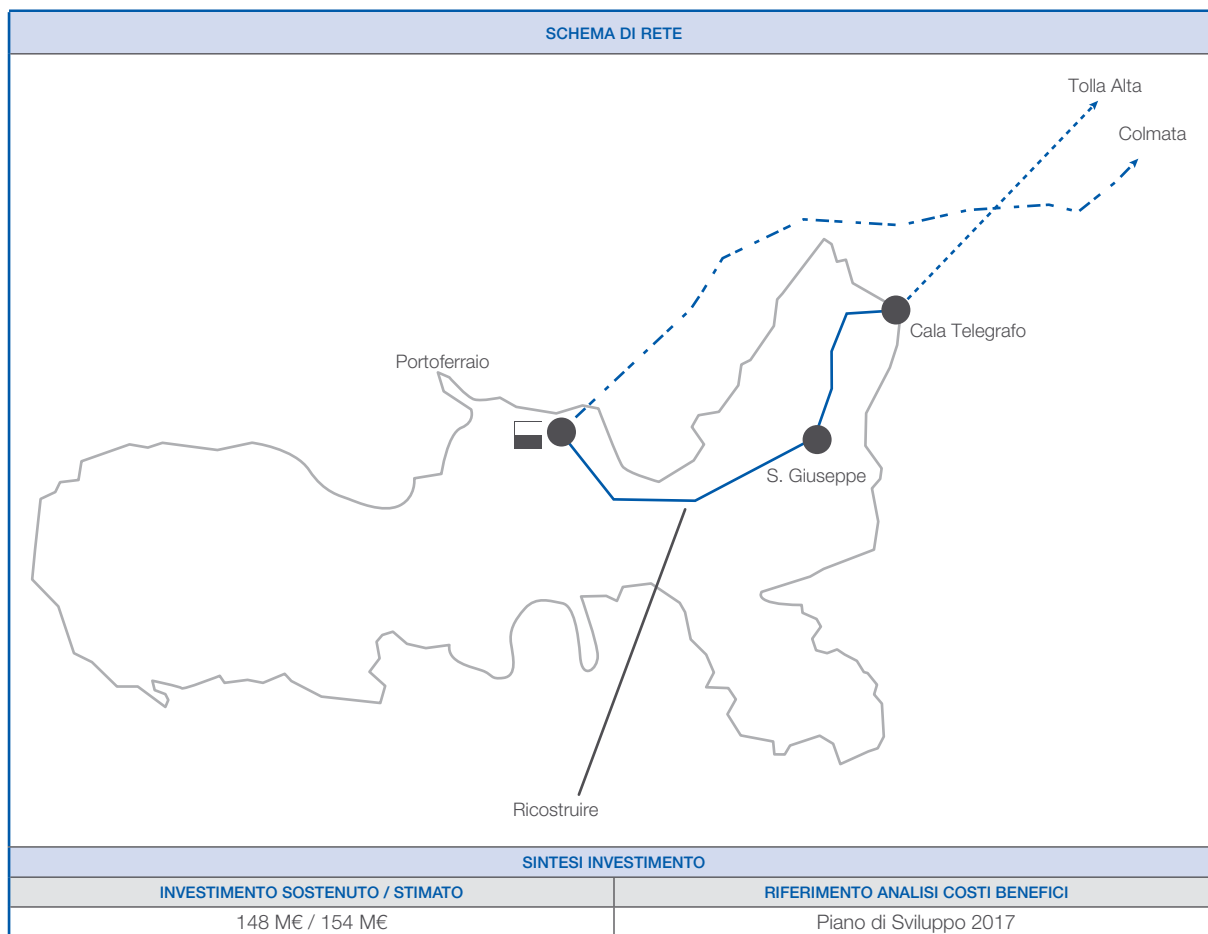


RIASSETTO RETE AREA LIVORNO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
308-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2009				Toscana		Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
La rete nell'area di Livorno potrebbe presentare un aumento delle criticità di esercizio in termini di copertura in sicurezza del fabbisogno e di continuità del servizio, dovuto alle mutate condizioni di immissione di potenza da impianti convenzionali. Nell'ottica di preservare la sicurezza di esercizio locale e adeguare il livello di qualità del servizio agli standard attuali, l'intervento di sviluppo consta di due fasi. Prioritariamente è stato installato, in luogo della precedente macchina 220/132 kV, un ATR 380/132 kV presso la stazione Marginone per alimentare, mediante la linea 220 kV "Marginone – Livorno" declassata, la stazione 220/132 kV di Livorno Marzocco. Successivamente, al fine di realizzare migliori e adeguati livelli di sicurezza e continuità del servizio sulla porzione di rete in argomento, si prevede la realizzazione di una nuova stazione di smistamento 132 kV in area Collesalveti raccordata agli elettrodotti 220 kV "Livorno Marzocco – Marginone" (declassato), 132 kV "Guasticce – Cascina", 132 kV "Guasticce – Pisa P.M." e 132 kV "Guasticce – Acciaiole". Presso la nuova stazione è prevista l'installazione di una batteria di condensatori da 54 MVar. Il progetto della suddetta nuova stazione possibilmente dovrà prevedere gli spazi per un eventuale futuro ampliamento dell'impianto, funzionale a rendere possibile l'utilizzo di trasformazioni. In tale contesto, presso gli impianti di Livorno FS, Livorno Lodolo e Livorno Est saranno effettuati i necessari accordi alla rete AT per alimentare l'impianto Livorno Est dalla stazione 380/132 kV Acciaiole, nella quale sarà installato il terzo ATR 380/132 kV che richiederà contestualmente la riconfigurazione della stazione con la realizzazione di un secondo sistema di sbarre che possa garantire un miglioramento della qualità del servizio e l'esercizio secondo standard della nuova macchina. Inoltre, presso l'impianto di Livorno Est e di Livorno Lodolo, sarà necessario realizzare (a cura del distributore locale) alcuni lavori di adattamento al futuro assetto di rete. Sono inoltre previste attività di rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Larderello- Saline. Con il completamento delle attività, si potrà procedere alla dismissione della stazione 132 kV di Livorno Marzocco, giunta al termine della vita utile, e al riassetto delle linee a 132 kV, a essa afferenti, in modo da renderle pienamente utilizzabili per l'alimentazione del carico locale attraverso la nuova stazione di trasformazione prevista. Infine, in aggiunta alle suddette attività, sono state rimosse le limitazioni presenti sulla linea 132 kV "Guasticce-Cascina".								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con e-distribuzione per i lavori di ampliamento/ adeguamento presso le Cabine Primarie; Dipendenza da accordi con il titolare degli impianti Rosignano.				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	1					1		
Dismissione	1							
Dismissione e Realizzazione	33			5		1		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Stazione 380 kV Marginone	compl.	compl.		2014		2014	2017	
Nuova stazione 132 kV Collesalveti	compl.	Fase 5	EL-343	2015	2017	2019	2024	In data 15.03.2017 è stata autorizzata l'opera (23 P-EL/343).
Stazione 380 kV Acciaiole	Fase 4	Fase 4		2018		2021	2026	
Elettrodotto 132 kV Guasticce - Cascina	compl.	compl.		2014		2014	2019	
Elettrodotto 132 kV Larderello - Saline	Fase 1	Fase 1		2024		2027	2030	
AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Riassetto Livorno Est	compl.	compl.	EL-376	2017	2018	2018	2020	
Raccordo Livorno RFI	compl.	compl.	EL-420	2019	2020	2022	2022	
Riassetto rete AT	Fase 2	Fase 2		2023		2025	2028	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO				RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI				
63 M€ / 66 M€ ⁴⁶				Piano di Sviluppo 2019				

⁴⁶ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.

ELETTRODOTTO 132 kV ELBA – CONTINENTE								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
309-P						RIP 2017		
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2011				Toscana		Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di poter alimentare il carico dell'isola d'Elba in condizioni di piena affidabilità è stato realizzato ed entrato in esercizio il secondo collegamento a 132 kV “Isola d’Elba – Continente”, in gran parte in cavo sottomarino che connette la CP Colmata (continente) con l’impianto di Portoferraio (Elba), opportunamente adeguato, al fine di garantire la connessione del cavo. Nell’ambito dei lavori di connessione Elba – Continente, la linea elettrica RTN a 132 kV “S. Giuseppe – Portoferraio” è stata ricostruita. Presso l’impianto 380 kV di Suvereto è stata completata l'installazione di un terzo ATR 380/132 kV. L'intervento consente l'immissione in sicurezza sulla RTN della potenza prodotta nei poli produttivi di Larderello e di Piombino. Infine, è previsto, di concerto con il distributore locale, l'installazione di dispositivi di compensazione reattiva dell'area funzionali anche alla regolazione dei profili di tensione sull'isola.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2025			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con e-distribuzione per i lavori di ampliamento/adeguamento presso le Cabine Primarie				
IMPATTI TERRITORIALI ⁴⁷								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Elettrodotto 132 kV Colmata – Portoferraio	Compl.	Fase 4	EL-219	2010	2021	2023	2023	In data 19.03.2021 la regione Toscana ha rilasciato l'Intesa. Giugno 2021 autorizzazione cavo marino Elba-continente.
Elettrodotto 132 kV Portoferraio – S. Giuseppe	Compl.	Fase 5	EL-409 ex EL-75	2008	2020	2020	2023	In data 02.03.2020 è stata autorizzata l'opera (Decreto Interministeriale n. 239/ EL-409/301/2020).
Reattanza 132 kV S.Giuseppe	Fase 5	Fase 5	EL-475	2021	2021	2024	2025	In data 17.12.2021 è stata autorizzata l'opera (Decreto Interministeriale n. 239/EL-475/353/2021)

⁴⁷ Gli indicatori si riferiscono ai tracciati terrestri e marini.



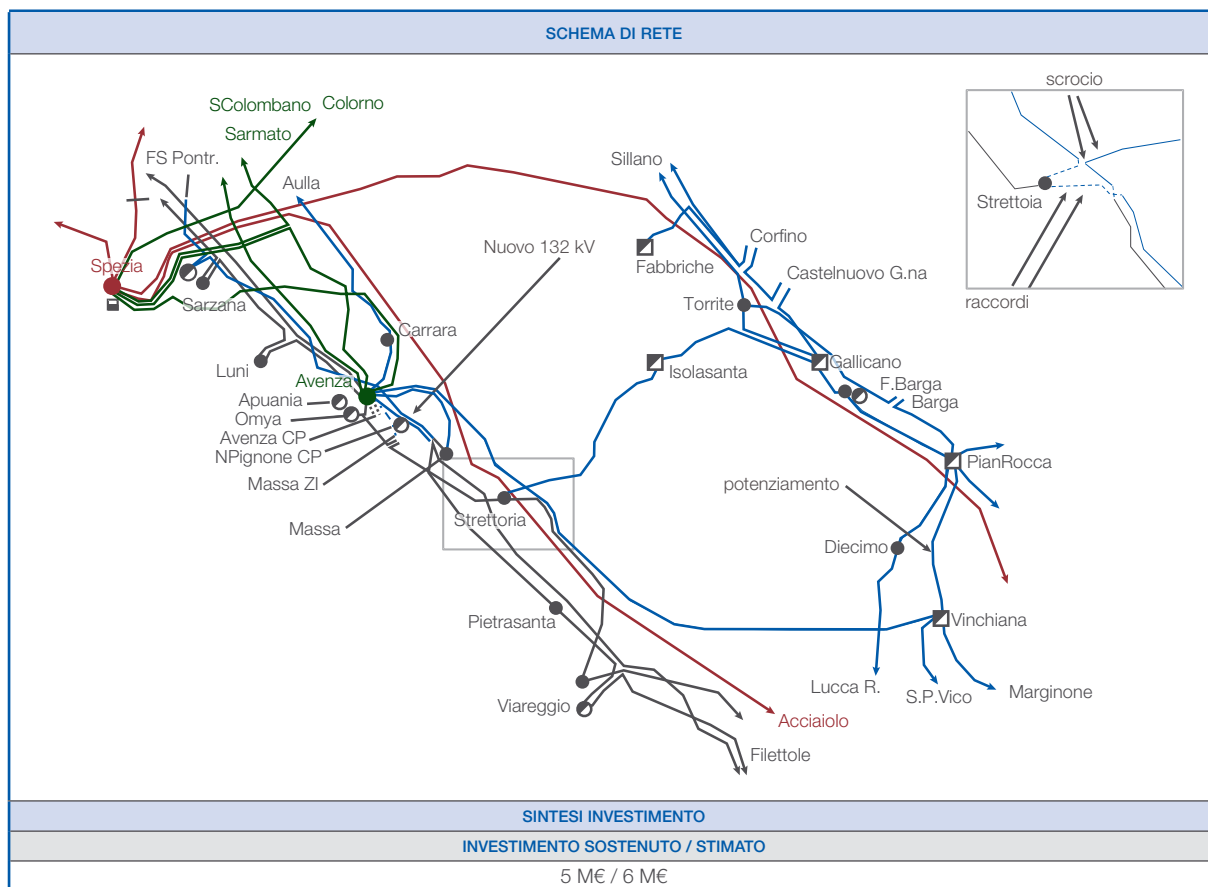
RETE 132 kV TRA BORGONOVO, SALSOMINORE E BORGOTARO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
310-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2003				Emilia Romagna		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Tenuto conto della limitata capacità di trasporto delle linee a 132 kV “Borgonovo-Bedonia”, “Bedonia-Bardi” e “Bardi-Borgotaro”, è necessario superare le limitazioni prevedendo:								
<ul style="list-style-type: none">• interventi sugli elettrodotti 132 kV Borgonovo – Bedonia, Bedonia – Bardi e Bardi – Borgotaro funzionali anche a incrementare la resilienza;• la realizzazione di una nuova stazione per raccordare le linee verso Borgonovo e un nuovo raccordo all’impianto Salsominore; in anticipo rispetto ai lavori previsti, è stato declassato a 132 kV un tratto dell’elettrodotto 220 kV Avenza – Sarmato per realizzare un collegamento 132 kV Bedonia – La Spezia.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2036			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	18							
Dismissione	29		1		1			
Dismissione e Realizzazione	23		2					
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Elettrodotto 132 kV Bedonia – La Spezia (fase 1)	compl.	compl.		2019		2019	2019	
Diretrice 132 kV Salsominore – nuova SE – Borgonovo (fase 2)	Fase 2	Fase 1		2027		2034	2036	Riprogrammazione delle attività dovuta alla necessità di ulteriori approfondimenti progettuali.
Nuova stazione 132 kV	Fase 2	Fase 1		2027		2034	2036	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO				RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI				
7 M€ / 64 M€ ⁴⁸				Piano di Sviluppo 2020				

⁴⁸ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.

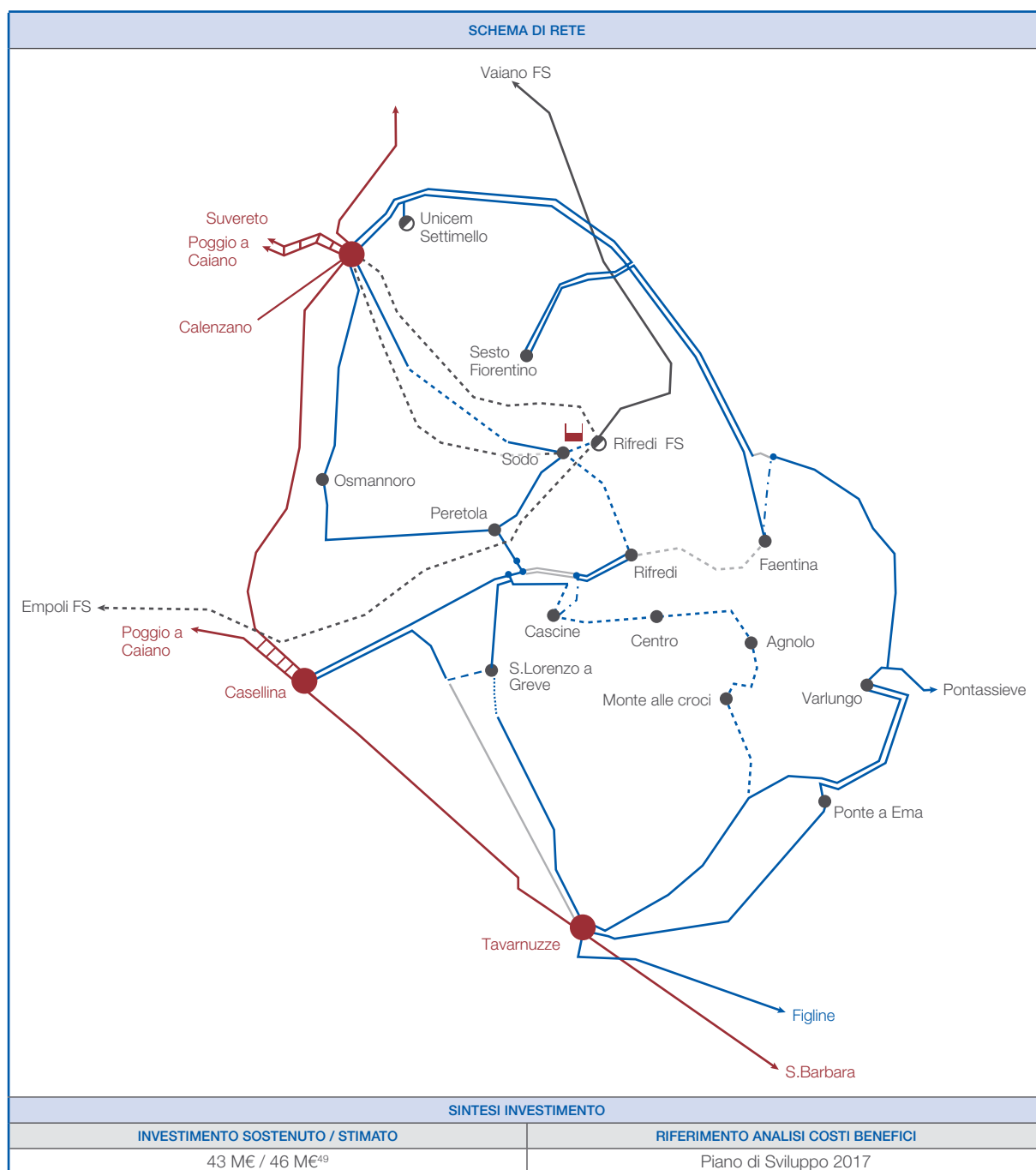


ELETTRODOTTO 132 kV GROSSETO FS – ORBETELLO FS								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
311-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2003				Toscana		Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza e senza sovraccarichi della direttrice di trasmissione a 132 kV “Grosseto FS-Manciano”, saranno ricostruite le linee a 132 kV “Grosseto FS-Grosseto Sud”, “Grosseto Sud-Montiano” e “Orbetello FS- Montiano”, di proprietà ex RFI. Infine, per effettuare il bypass della SE di Orbetello FS e ottenere un collegamento diretto e affidabile tra le cabine primarie di Montiano e Orbetello, sarà realizzato un nuovo raccordo tra la CP di Orbetello e la linea 132 kV Montiano-Orbetello FS. Al termine dei lavori, la CP di Orbetello risulterà collegata alla SSE Orbetello FS, alla CP di Montiano e alla CP di Manciano.</p> <p>L'intervento consentirà di:</p> <ul style="list-style-type: none">• trasferire sulla rete a 132 kV la produzione degli impianti di Piombino e Larderello verso la bassa Maremma, il sud Toscana e l'Umbria;• assicurare la necessaria riserva a seguito dell'indisponibilità di altri collegamenti;• mantenere il parallelo con la rete nazionale dei gruppi di produzione dell'area di Piombino (nel caso di fuori servizio degli autotrasformatori 380/132 kV di Suvereto) e dei gruppi di generazione di Larderello e dell'Amiata. <p>Presso la CP di Orbetello dovrà essere predisposto, a cura di e-distribuzione, un nuovo stallo linea a 132 kV per il raccordo del nuovo collegamento a 132 kV Montiano-Orbetello. Sulla medesima porzione di rete 132 kV è stato completato il superamento dello schema di collegamento in derivazione rigida della centrale Piancastagnaio 3 di proprietà Enel Green Power, mediante la realizzazione di un secondo raccordo di entra – esce alla linea 132 kV “Piancastagnaio 2 – Acquapendente - Piancastagnaio 3” derivazione di proprietà Terna.</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2034			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con e-distribuzione per i lavori di ampliamento/adeguamento presso le Cabine Primarie				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	21		1		1			
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	44		1		1			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Elettrodotto 132 kV Grosseto FS-Grosseto Sud, Grosseto Sud-Montiano	Fase1	Fase1		2027		2031	2034	Necessità di approfondimenti progettuali (Ritardi legati a complicazioni progettuali / realizzative. Ulteriori indagini tecnologiche saranno condotte in coordinamento con gli enti autorizzativi)
Nuovo elettrodotto 132 kV Orbetello CP-Montiano	Fase 1	Fase 1		2027		2031	2034	Necessità di approfondimenti progettuali (Ritardi legati a complicazioni progettuali / realizzative. Ulteriori indagini tecnologiche saranno condotte in coordinamento con gli enti autorizzativi)
Raccordo 132 kV all'elettrodotto “Piancastagnaio 2-Acquapendente -Piancastagnaio 3”	compl	compl.	EL-320	12.12.2013	2015	2018	2019	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
<1 M€ / 29 M€								

RETE AVENZA/LUCCA E RACCORDI 132 kV DI STRETTOIA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
314-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2011				Toscana		Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>Le attuali criticità di esercizio della rete a 132 kV della Versilia rendono necessari interventi di rinforzo e riassetto della magliatura di rete, finalizzati al miglioramento dell'affidabilità e della qualità del servizio e all'incremento della flessibilità di esercizio.</p> <p>Sono stati realizzati i nuovi raccordi tra la linea 132 kV Avenza-Vinchiana e la CP di Strettoia di e-distribuzione e un bypass, prevedendo i necessari interventi di incremento della resilienza e ottenendo a fine lavori i collegamenti:</p> <ul style="list-style-type: none">• elettrodotto 132 kV Avenza – Strettoia;• elettrodotto 132 kV Vinchiana – Strettoia;• elettrodotto 132 kV Isola Santa – Viareggio. <p>Successivamente saranno rimosse le eventuali ulteriori limitazioni ai collegamenti sopra indicati, prevedendo eventualmente riassetti di rete finalizzati alla rimozione delle esistenti derivazioni rigide</p> <p>Anche alla luce di richieste puntuali di incremento di potenza di utenti di consumo, assieme al nuovo assetto di rete è stato realizzato un nuovo collegamento 132 kV tra la stazione di Avenza e l'impianto Massa ZI contestualmente agli interventi presso l'impianto di Avenza (cfr. Stazione 220 kV di Avenza), oltreché sono previsti interventi di rimozione limitazioni sulla porzione di rete ex RFI tra Avenza – Massa ZI - Strettoia.</p> <p>Successivamente, saranno rimosse le limitazioni ed effettuati gli interventi di incremento della resilienza sull' elettrodotto 132 kV Vinchiana – Pian Rocca.</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2026			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	23			1		4		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Raccordi 132 kV CP Strettoia	compl	compl.	EL-366	2016	2018	2019	2019	
Elettrodotto 132 kV Avenza – Massa ZI	compl	compl.	EL-253	2011	2014	2014	2016	
Elettrodotto 132 kV Vinchiana – P. Rocca	Fase 3	Fase 3		2019		2021	2026	Riprogrammazione delle attività dovuta alla necessità di ulteriori approfondimenti progettuali.
Elettrodotto 132 kV Avenza – Massa ZI - Strettoia	Fase 2	Fase 2		2022		2023	2026	



RETE METROPOLITANA DI FIRENZE								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
317-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2010				Toscana		Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di migliorare la sicurezza e la qualità del servizio della rete dell'area metropolitana di Firenze, si prevede un riassetto e potenziamento delle direttrici 132 kV tra le stazioni di Calenzano, Casellina e Tavarnuzze. È confermata l'esigenza di tre direttrici dalla stazione di Calenzano verso l'area di Firenze: una diretta verso le CP Sodo e Rifredi, una nuova attraverso la CP Sesto Fiorentino utilizzando anche porzioni di rete esistenti e un'altra attraverso le CP di Osmannoro, Peretola e Cascine; per tutte le direttrici è prevista la rimozione delle limitazioni all'utilizzo della piena capacità. Saranno realizzati, utilizzando porzioni di asset esistenti, due nuovi collegamenti in uscita dalla stazione di Casellina verso le CP di Cascine e S. Lorenzo a Greve, a loro volta collegate attraverso alla CP Rifredi e alla CP Peretola prevedendointerventi puntuali di rimozione delle limitazioni su tutti gli elettrodotti. I collegamenti in uscita da Tavarnuzze verso S. Lorenzo a Greve, Monte alle Croci e Ponte a Ema, dovranno essere ricostruiti con adeguata capacità di trasporto, prevedendo in anticipo e a seconda delle esigenze interventi puntuali di rimozione delle limitazioni. È stata inoltre realizzata una direttrice tra gli impianti Sesto Fiorentino, Faentina, Varlungo e Ponte a Ema, sfruttando asset esistenti e rimuovendo le limitazioni di esercizio. Al contempo sono previsti interventi di installazione di dispositivi di sezionamento automatizzato presso le derivazioni rigide. L'intervento potrà anche consentire un riassetto della rete AT presente nell'area e una significativa opera di razionalizzazione territoriale e ambientale.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2025			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con e-distribuzione per i lavori di adeguamento presso le Cabine Primarie				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	11					7		
Dismissione	16					7		
Dismissione e Realizzazione	3					1		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Elettrodotto 132 kV Faentina – Pontassieve – der. Varlungo	compl.	compl.	EL-220	2010	2012	2012	2014	In data 26.01.2012 è stata autorizzata l'opera (239/EL-220/158/2011)
Elettrodotto 132 kV Calenzano – Sesto F. - Faentina	compl.	compl.	EL-347	2015	2017	2018	2020	In data 31.7.2017 è stata autorizzata l'opera (239/EL-347/EL)
Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – M. Croci	compl.	compl.		2014		2014	2014	
Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze P. Ema	compl.	compl.		2014		2014	2014	
Elettrodotto 132 kV Peretola - Sodo	compl.	compl.		2015		2015	2015	
Elettrodotto 132 kV Rifredi – Cascine	Compl.	Fase 5	EL-385	2017	2019	2021	2024	L'autorizzazione è stata rilasciata il 23 aprile 2019 (Autorizzazione MiSE EL-385)
Elettrodotto 132 kV Casellina – Cascine	Compl.	Fase 5	EL-385	2017	2019	2021	2024	
Elettrodotto 132 kV Casellina – SLGreve	Fase 5	Fase 5	EL-385	2017	2019	2021	2025	
Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - SLGreve	Compl.	Fase 5	EL-385	2017	2019	2021	2024	
Elettrodotto 132 kV SLGreve – Peretola	Fase 5	Fase 5	EL-385	2017	2019	2021	2025	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Compl.	Fase 5		2017		2021	2024	
Sezionamenti automatizzati	Compl.	Fase 5		2022		2022	2024	



⁴⁹ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.

RIASSETTO DI FERRARA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
318-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2009				Emilia Romagna		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Alla luce dell'evoluzione della domanda e dell'offerta di energia del sistema elettrico locale, l'esistente rete AT presente nel territorio della provincia di Ferrara non risulta più sufficiente a garantire idonei livelli di adeguatezza e sicurezza di esercizio. Pertanto, nell'ambito del riassetto di rete previsto, sarà ampliata l'esistente stazione elettrica a 380 kV di Ferrara Nord, con la realizzazione di una sezione 132 kV e l'inserimento di trasformazioni 380/132 kV che garantiranno una maggiore capacità di trasformazione verso l'area urbana di Ferrara e un sensibile miglioramento dell'affidabilità di alimentazione, che attualmente grava quasi esclusivamente sulla stazione elettrica a 380 kV di Ferrara Focomorto.								
Alla nuova sezione 132 kV si attesterà:								
• l'elettrodotto 220 kV (declassato a 132 kV) Bussolengo - Centro Energia Sezionamento realizzando un bypass nei pressi dell'impianto di Centro energia Sezionamento, ottenendo un collegamento 132 kV Ferrara Nord – Ferrara Sud – der. Aranova;								
• l'elettrodotto 132 kV “Ferrara Cassana – Ferrara Z.I.” sul quale sono previsti interventi di rimozione limitazioni;								
• l'elettrodotto 132 kV Ferrara RT – Rovigo, ottenendo un collegamento Rovigo – Ferrara Nord. Successivamente al raccordo, sarà realizzato un riassetto nei pressi di Ferrara RT, ottenendo un collegamento 132 kV Ferrara RT-Ferrara Sud, finalizzato al miglioramento della Qualità del Servizio dell'area.								
La realizzazione delle opere previste consentirà una migliore distribuzione dei transiti verso l'area Sud di Ferrara, riducendo in particolare l'impiego delle attuali direttrici AT che collegano l'impianto di Ferrara Focomorto agli impianti di Ferrara ZI e Ferrara Sud, determinando un sensibile aumento dei margini di sicurezza della rete. Il nuovo assetto di rete permetterà inoltre un migliore sfruttamento delle risorse produttive presenti, con una riduzione complessiva degli oneri del sistema locale. Contestualmente, è previsto il ripristino del collegamento in doppia terna 132 kV Centro Energia – Ferrara ZI.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2025		2028			2036			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI ³⁷								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	2				2			
Dismissione	1				1			
Dismissione e Realizzazione	124		1		41			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Stazione 380 kV Ferrara Nord	Fase 2	Fase 1		2025		2028	2032	Individuate articolazioni per stadi successivi di realizzazione dell'intervento, maggiormente efficienti per il sistema.
Nuovo elettrodotto 132 kV Ferrara Nord - Bussolengo	Fase 2	Fase 1		2025		2028	2036	
Nuovo elettrodotto 132 kV Ferrara Nord – Ferrara Sud– der. Aranova	Fase 2	Fase 1		2025		2028	2036	
Elettrodotto 132 kV Ferrara Cassana – Ferrara Nord	Fase 2	Fase 1		2025		2028	2036	
Elettrodotto 132 kV Ferrara Nord – Ferrara ZI	Fase 2	Fase 1		2025		2028	2036	
Elettrodotto 132 kV Centro Energia – Ferrara ZI	Fase 2	Fase 1		2025		2028	2036	
Elettrodotti 132 kV Ferrara F. – Ferrara ZI e Ferrara F. Portomaggiore	Fase 2	Fase 1		2025		2028	2036	
Raccordo elettrodotto 132 kV Ferrara RT – Rovigo a Ferrara Nord	Fase 2	Fase 1		2025		2028	2036	
Riassetto nei pressi di Ferrara RT	Fase 2	Fase 1		2025		2028	2036	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
<1 M€ / 65 M€ ⁵⁰	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040			
	IUS	1,3			IUS	1,3		
	VAN _{PDS}	12 M€			VAN _{PDS}	12 M€		

⁵⁰ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	6	0,3 GWh
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM

ANELLO 132 kV RICCIONE - RIMINI								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
319-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2009				Emilia Romagna		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
La sicurezza di esercizio della rete AT che alimenta prevalentemente i carichi dei comuni di Rimini e Riccione non è garantita nella stagione estiva, durante la quale i prelievi di potenza risultano elevati e ampiamente al di sopra della capacità di trasporto in sicurezza dell'anello 132 kV Riccione – Rimini. Sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 132 kV S. Martino in XX – Riccione e S. Martino in XX – Rimini Condotti e interventi per incrementare la resilienza sugli elettrodotti Rimini Condotti – Rimini Sud e Rimini Sud - Riccione. Inoltre, saranno superate, razionalizzando la porzione di rete ex RFI nell'area, alcune criticità di esercizio e ambientali realizzando uno smistamento 132 kV e un riassetto 132 kV funzionale all'alimentazione della SE Riccione FS e delle CP Riccione e Riccione Mare, unitamente ai raccordi previsti agli impianti di Gambettola e S. Martino in XX.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
		2025			2029			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con e-distribuzione per i lavori di adeguamento presso le Cabine Primarie				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	17					5		
Dismissione	41					8		
Dismissione e Realizzazione	19					2		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Elettrodotto 132 kV S. Martino in XX – Riccione	Fase 4	Fase 4	EL-433	2019	2021	2025	2029	In data 05/07/2021 è stato ottenuto il decreto autorizzativo.
Elettrodotto 132 kV S. Martino in XX – Rimini Condotti	Fase 4	Fase 4	EL-433	2019	2021	2025	2029	
Nuovo smistamento 132 kV	Fase 4	Fase 4	EL-433	2019	2021	2026	2029	
Riassetto rete 132 kV	Fase 4	Fase 4	EL-433	2019	2021	2025	2029	
Elettrodotto 132 kV Rimini Condotti - Rimini Sud	Fase 4	Fase 4	EL-433	2019	2021	2025	2029	
Elettrodotto 132 kV Rimini Sud - Riccione	Fase 1	Fase 1		2024		2025	2029	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO				RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI				
13 M€ / 48 M€				Piano di Sviluppo 2021				



RAZIONALIZZAZIONE 132 kV AREA DI REGGIO EMILIA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
320-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2003				Emilia Romagna		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Con l'obiettivo di garantire il rispetto delle condizioni di sicurezza e affidabilità di esercizio della rete a 132 kV che alimenta l'area di carico di Reggio Emilia, sarà connesso l'impianto di Reggio Nord in entra-esce all'elettrodotto 132 kV (Rete S.r.l.) Villa Cadè FS – Rubiera FS mediante la realizzazione di due brevi raccordi. L'intervento consentirà l'alimentazione in sicurezza della CP di Reggio Nord, demolendo tratti di linea nell'area non più funzionali al servizio di trasmissione. L'intervento nel suo complesso ha una significativa valenza sia dal punto di vista del miglioramento dell'impatto ambientale degli impianti a 132 kV sul territorio che dell'incremento della resilienza del sistema elettrico.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
		2027			2036			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza con la connessione della CP Mancasale				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]			I24 [KM]	
Realizzazione	34						6	
Dismissione	33						6	
Dismissione e Realizzazione	4							
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Elettrodotto 132 kV Mancasale – Villa Cadè	Fase 3	Fase 3	EL-483	2021		2027	2030	In data 9 febbraio 2023 si è conclusa favorevolmente la Valutazione Impatto Ambientale. Individuate articolazioni per stadi successivi di realizzazione dell'intervento, maggiormente efficienti per il sistema. In data 26 Novembre 2024 si è conclusa positivamente la VDO.
Elettrodotto 132 kV Mancasale-Reggio Nord	Fase 3	Fase 3	EL-483	2021		2027	2030	
Elettrodotto 132 kV Castelnovo di Sotto- Mancasale	Fase 3	Fase 3	EL-483	2021		2027	2036	
Razionalizzazione rete AT	Fase 3	Fase 3	EL-483	2021		2027	2036	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
8 M€ /94 M€ ⁵¹	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040 PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040			
	IUS	1,6			IUS	1,6		
	VAN _{PDS}	37 M€			VAN _{PDS}	37 M€		

⁵¹ Si registra un incremento costi legato al contesto socio-economico attuale e alla complessità progettuale. Il costo comprende anche le opere relative alla magliatura della CP Mancasale.

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	10	0,3 GWh		10
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
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 CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a- Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM



RETE AREA FORLÌ/CESENA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
321-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2010				Emilia Romagna		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Sarà realizzata, sfruttando eventualmente gli asset già presenti nell'area, una direttrice 132 kV di adeguata capacità di trasporto fra gli impianti di Forlì VO e Gambettola funzionale a una migliore alimentazione delle CP Capocolle, Cesena Ovest e Cesena Nord. A tal scopo sono previsti interventi di rimozione limitazioni sugli elettrodotti RTN (anche di ex RFI), e interventi di rimagliatura delle reti. Si studierà, inoltre, la possibilità di realizzare una seconda via di alimentazione dalla stazione 380/132 kV S. Martino XX verso la direttrice 132 kV che da Rimini Nord/S. Martino in XX si collega alla stazione 380 kV di Forlì. Sarà inoltre collegata in entra-esce alla CP Forlì EST la linea Forlì RT –Cesena RT.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
		2025			2036			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	1							
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	93					9		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Elettrodotti 132 kV– fra gli impianti di Forlì VO e Cesena Nord	Fase 2	Fase 2		2027		2030	2034	Riprogrammazione delle attività dovuta alla necessità di ulteriori approfondimenti progettuali.
Realizzazione entra-esce alla CP Cesena Ovest della linea Forlì RT – Cesena RT	Fase 2	Fase 2		2023		2027	2028	
Raccordo alla CP Gambettola	Fase 4	Fase 4	EL-433	2019	2021	2025	2028	In data 05/07/2021 è stato ottenuto il decreto autorizzativo
Realizzazione entra-esce alla CP Forlì EST della linea Forlì RT –Cesena RT	Fase 1	Fase 1		2027		2030	2036	Attività in corso con il distributore di riferimento per individuare soluzione tecnica alternativa causa assenza di spazi nei loro impianti,
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO				RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI				
<1 M€ / 48 M€ ⁵²				Piano di Sviluppo 2021				

⁵² Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.

RETE NORD – OVEST EMILIA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
322-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2010				Emilia Romagna		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di incrementare la sicurezza locale e garantire una migliore continuità del servizio, si provvederà nell’area fra Modena e Bologna, a rimuovere le limitazioni sulle linee 132 kV “Martignone – Riale”, “Riale – Morazzo”, “Spilamberto – Solignano” e “Solignano – S. Damaso”.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2035			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	48				2			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Elettrodotto 132 kV Martignone – Riale	Fase 5	Fase 2		2021		2024	2025	
Elettrodotto 132 kV Riale – Morazzo	Fase 5	Fase 2		2021		2024	2025	
Elettrodotto 132 kV Spilamberto – Solignano	Fase 4	Fase 1		2024		2030	2035	
Elettrodotto 132 kV Solignano – S. Damaso	Fase 4	Fase 1		2024		2030	2035	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
3 M€ / 7 M€								



RETE AT AREA DI MODENA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
323-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2008				Emilia Romagna		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di garantire la piena affidabilità di alimentazione ai carichi della città di Modena, anche a fronte di eventuali indisponibilità di elementi di rete, sarà realizzato, prioritariamente, un nuovo collegamento a 132 kV tra gli impianti di Modena Nord e Modena Crocetta. Saranno ammassettati gli attuali collegamenti in doppia terna 132 kV S. Damaso – Modena Crocetta, rendendo disponibile uno stallo 132 kV funzionale al nuovo collegamento. Sarà invece predisposto un nuovo stallo linea presso l'impianto di Modena Nord. Il nuovo elettrodotto, che costituirà la chiusura dell'anello di Modena, consentirà di connettere alla RTN la futura CP di Modena Est (gruppo HERA) e garantirà anche il conseguimento di una migliore magliatura della rete e il conseguente aumento della qualità del servizio. Successivamente saranno effettuati interventi sugli elettrodotti 132 kV Rubiera – Sassuolo e Sassuolo – Pavullo, ottenendo un'adeguata riserva di alimentazione e migliorando la qualità del servizio, anche a fronte della indisponibilità di una delle linee afferenti alla stazione di Rubiera.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con Hera per I lavori di ampliamento / adeguamento presso le Cabine Primarie				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	36		1		4			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Nuovo elettrodotto 132 kV Modena Nord – Modena Est - Modena Crocetta	Compl.	Compl.	EL-250	2017	2017	2019	2021	
Elettrodotto 132 kV S. Damaso – Modena Crocetta	Compl.	Compl.	EL-250	2017	2017	2020	2021	
Elettrodotto 132 kV Rubiera - Sassuolo	Fase 3	Fase 3		2020		2024	2025	
Elettrodotto 132 kV Sassuolo - Pavullo	Fase 3	Fase 3		2020		2023	2028	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
6 M€ / 23 M€								

RIASSETTO RETE AT AREA DI BOLOGNA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
326-P (include ex 342-P e 343-P)								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2005/2016				Emilia Romagna		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>Con l'obiettivo di migliorare la sicurezza di esercizio e la qualità del servizio della rete 132 kV nell'area di Bologna, e nel contempo aumentare i margini di sicurezza per l'alimentazione delle utenze locali, anche in relazione alla vetustà dei collegamenti 60 kV, è stato pianificato un riassetto della rete AT come alternativa alla realizzazione di una nuova stazione 380/132 kV a Nord di Bologna. In tale contesto si rende necessario dismettere i collegamenti 60 kV S. Donato – Contavalli – Ranuzzino – Battiferro prevedendo contestualmente l'alimentazione dei prelievi dalla rete 132 kV, di concerto con l'operatore e-distribuzione. Inoltre, con l'obiettivo di garantire una terza via di alimentazione alla direttrice Battiferro-Rastigliano e al contempo migliorare la sicurezza di esercizio nell'area, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo 132 kV Giardini M. – S. Donato e il superamento dell'attuale derivazione rigida S. Viola all. prevedendo di realizzare un breve raccordo dalla derivazione rigida per ottenere il collegamento 132 kV S. Viola – Tre Madonne. In tale contesto, si è valutato il declassamento a 132 kV dell'elettrodotto 220 kV Colunga – Bussolengo, opportunamente collegato alla rete 132 kV oltre a interventi di rimozione limitazioni. Infine, sono previsti interventi di integrazione con la RTN delle direttrici 132 kV comprese tra gli impianti di Martignone, S. Viola, Crevalcore e Castelmaggiore e tra gli impianti di Colunga CP – Bologna N - Beverara RFI – Grizzana RFI, opportunamente adeguate agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni, di magliatura con la RTN e di incremento della resilienza. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti, realizzando le direttrici 132 kV Martignone – Tavernelle FS – Calderara – Castelmaggiore, Martignone - S. Viola – Beverara RT – Bologna N e Colunga – Grizzana, dismettendo i tratti di linea non più funzionali. Al fine di migliorare l'affidabilità della rete AT e superare le criticità legate alla derivazione rigida verso Grizzana, sarà installato, in anticipo rispetto agli altri interventi, un sezionamento automatizzato presso la derivazione rigida. L'intervento consente di garantire una migliore gestione delle isole di esercizio, attraverso l'incremento della potenza di trasformazione nelle stazioni 380 kV di Martignone e Colunga, opportunamente adeguate, e la connessione alla rete AT e alla Rete S.r.l. (ex RFI).</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER	Qualità del Servizio			
				Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA			
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN	Resilienza			
				Integrazione RFI	Transizione energetica			
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
					2028/2031			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con distributore locale				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	40				15			
Dismissione	61		1		17			
Dismissione e Realizzazione	58		2		7			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Elettrodotto 132 kV Giardini M. – S. Donato	Fase 4	Fase 4	EL-443	2020	2021	2025	2030	In data 24.04.2020 è stato emanato il decreto autorizzativo per la realizzazione delle opere. Si sono resi necessari ulteriori approfondimenti progettuali.
Raccordo 132 kV der.S. Viola	Fase 4	Fase 4	EL-443	2020	2021	2026	2030	
Stazione 380 kV Martignone	Fase 4	Fase 4	EL-443	2020	2021	2023	2029	
Stazione 380 kV Colunga	Fase 4	Fase 4	EL-443	2020	2021	2023	2029	
Riassetto rete AT	Fase 4	Fase 4	EL-443	2020	2021	2025	2031	
Riassetto rete 132 kV Martignone - Castelmaggiore	Fase 4	Fase 4	EL-443	2020	2021	2025	2028	
Riassetto rete 132 kV Martignone – Beverara RFI– Bologna N	Fase 4	Fase 4	EL-443	2020	2021	2025	2028	
Riassetto rete 132 kV Colunga – Grizzana RT	Fase 4	Fase 4	EL-443	2020	2021	2025	2028	
Sezionamento automatizzato Grizzana	Fase 4	Fase 4		2018		2022	2029	
Interventi rimozione limitazioni	Fase 3	Fase 3		2020		2024	2031	Si sono resi necessari ulteriori approfondimenti progettuali.
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO				RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI				
11 M€ / 83 M€				Piano di Sviluppo 2021				



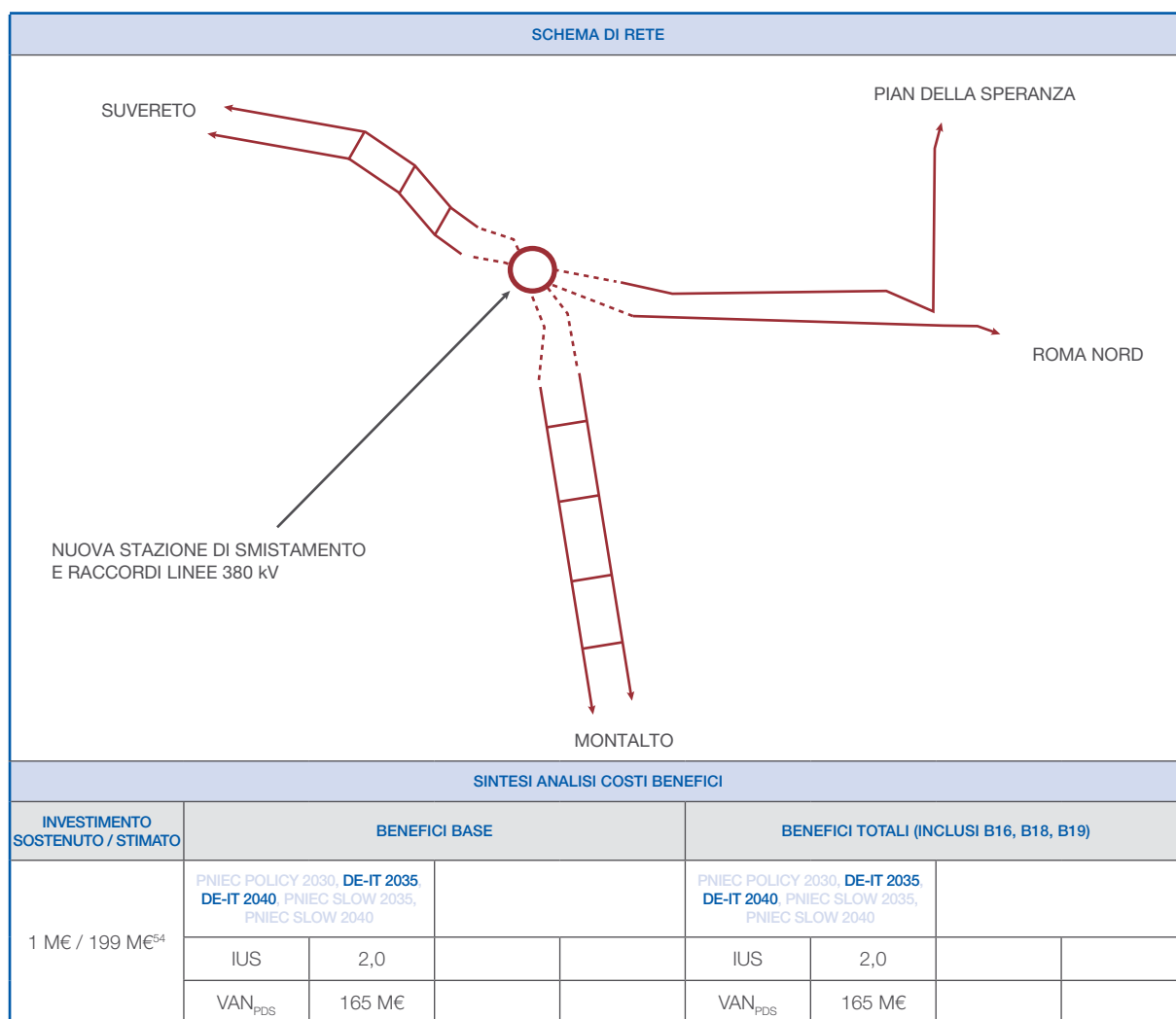
ELETTRODOTTO 132 kV LAGUNA - FAENZA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
327-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2011				Emilia Romagna		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di ridurre l'impegno delle linee a 132 kV che alimentano i carichi dell'area di Faenza e Imola, consentendo di esercire la rete nell'area in condizioni di maggiore sicurezza e affidabilità è prevista la rimozione delle limitazioni sull'attuale elettrodotto 132 kV Laguna-Faenza.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2025		2027			2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con Hera per i lavori di ampliamento/ adeguamento presso le Cabine Primarie, e dei lavori di connessione della CP Selice				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	14					1		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Elettrodotto 132 kV Laguna - Faenza	Fase 1	Fase 1		2025		2027	2030	La programmazione dell'intervento è successiva alla realizzazione della CP Selice il cui iter autorizzativo è stato avviato il 24.10.2017.
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
4 M€ / 10 M€								

STAZIONE 220 kV AVENZA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
335-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2005				Toscana		Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di garantire, nel lungo periodo, la sicurezza di esercizio e la continuità dell'alimentazione della locale rete a 132 kV, saranno potenziate le trasformazioni esistenti 220/132 kV presso la stazione di Avenza.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
		2028			2029			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Intervento relativo a sole aree di stazione ⁵³								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Stazione 220 kV Avenza	Fase 4	Fase 4		2023		2028	2029	Tempistiche di avvio cantieri condizionate all'ottenimento decreto regionale per svincoli aree sul sito di interesse regionale.
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
5 M€ / 16 M€								

⁵³ Impatti territoriali non significativi.



STAZIONE 380 kV A NORD DI GROSSETO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
338-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2014				Toscana		Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Con l'obiettivo di rimuovere i vincoli di esercizio, aumentando la flessibilità operativa degli elettrodotti 380 kV Montalto – Suvereto, e Pian della Speranza – Roma Nord, costruiti in doppia terna per i tratti compresi tra le stazioni di Montalto e Suvereto, è prevista la realizzazione di una nuova stazione a 380 kV a cui raccordare i suddetti elettrodotti. Sarà, inoltre, prevista la trasformazione in stazione con relativi raccordi alla rete a 132 kV locale. La realizzazione di tale stazione è prevista possibilmente in prossimità dell'area in cui attualmente si incrociano le linee 380 kV, in modo da realizzare, attraverso i raccordi di entra – esce dei suddetti elettrodotti, dei collegamenti indipendenti verso i nodi di Montalto, Suvereto, Pian della Speranza e Roma Nord. Sui suddetti elettrodotti saranno quindi previsti interventi di rimozione delle limitazioni, mentre presso la stazione si valuterà l'installazione di opportuni apparati di compensazione reattiva e/o di regolazione dei flussi di potenza, al fine di migliorare i profili di tensione sulla rete 380 kV dell'area.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2025		2029			2032			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	1							
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuova stazione 380/132 kV e raccordi	Fase 2	Fase 2		2025		2029	2032	
Interventi rimozione limitazioni	Fase 2	Fase 2		2025		2029	2032	
Apparati di compensazione e/o regolazione dei flussi di potenza	Fase 2	Fase 2		2025		2029	2032	



⁵⁴ Si registra un incremento costi legato al contesto socio-economico attuale.



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	2	23,2 GWh		2
B3a	0			
B4	0			
B5a	11	124,1 GWh		11
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 CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	13	136 GWh		13
B3a	0			
B4	0			
B5a	20	202,6 GWh		20
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
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 CO ₂ [k ton]	0		
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0		

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM

DIRETTRICE 132 kV TALAMELLO – SUBBIANO ALL.								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
339-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2016				Toscana / Emilia Romagna		Centro Nord / Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Talamello e S. Sepolcro fino a Subbiano all., opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previo rimozioni limitazione della direttrice 132 kV che potrà avvantaggiarsi di un upgrade tecnologico. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti, insieme all'aumento delle immissioni FER nell'area.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2028		2032			2036			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	48			4		1		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Direttrice 132 kV Talamello – Subbiano all	Fase 1	Fase 1		2028		2032	2036	Riprogrammazione delle attività dovuta alla necessità di ulteriori approfondimenti progettuali.
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
<1 M€ / 14 M€								



DIRETTRICE 132 kV PONTREMOLI FS – BORGOTARO FS – BERCETO FS								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
341-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2016				Toscana/Emilia Romagna		Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Pontremoli FS – Borgotaro FS – Berceto FS, opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni e di magliatura con la RTN. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
		2025			2032			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
Propedeutico nell'ambito delle opere previste nell'area di Parma comprese nell'intervento HVDC Milano - Montalto								
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	1							
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	15				1			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Direttrice 132 kV Pontremoli FS – Borgotaro FS –Berceto FS (Fase 1)	Fase 2	Fase 2		2021		2025	2029	
Direttrice 132 kV Pontremoli FS – Borgotaro FS –Berceto FS (Fase 2)	Fase 2	Fase 2		2021		2028	2032	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
<1 M€ / 7 M€								

STAZIONE 380/132 kV LARDERELLO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
345-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2018				Toscana		Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Con l'obiettivo di garantire la piena produzione del polo geotermoelettrico di Larderello e la flessibilità di esercizio in occasione di indisponibilità di rete, si rende necessario realizzare una nuova stazione 380/132 kV nell'area di Larderello. La stazione sarà connessa in entra-esce all'elettrodotto 380 kV Poggio a Caiano – Suvereto, opportunamente raccordata alla rete 132 kV e alla esistente stazione 132 kV Larderello con l'obiettivo di garantire un migliore esercizio dello smistamento 132 kV di Larderello e una integrazione con gli impianti Rete S.r.l. (ex RFI).								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
		2028			2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	3							
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Stazione 380/132 kV Larderello e raccordi	Fase 2	Fase 2		2024		2028	2030	In data 24/10/2024 si è conclusa l'attività di concertazione. In data 20/12/2024 è stata depositata istanza autorizzativa presso il MASE
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
<1 M€ / 50 M€ ⁵⁵	PNIEC POLICY 2030 DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				PNIEC POLICY 2030 DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040			
	IUS	11,2			IUS	11,2		
	VAN _{PDS}	441			VAN _{PDS}	441		

⁵⁵ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	17	185,9 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	24	247,9 GWh
B5s	0	
B6	0	
B7	29	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	-5	-57,7 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	9	101,9 GWh
B5s	0	
B6	0	
B7	22	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	7	78 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	26	259,3 GWh
B5s	0	
B6	0	
B7	4	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

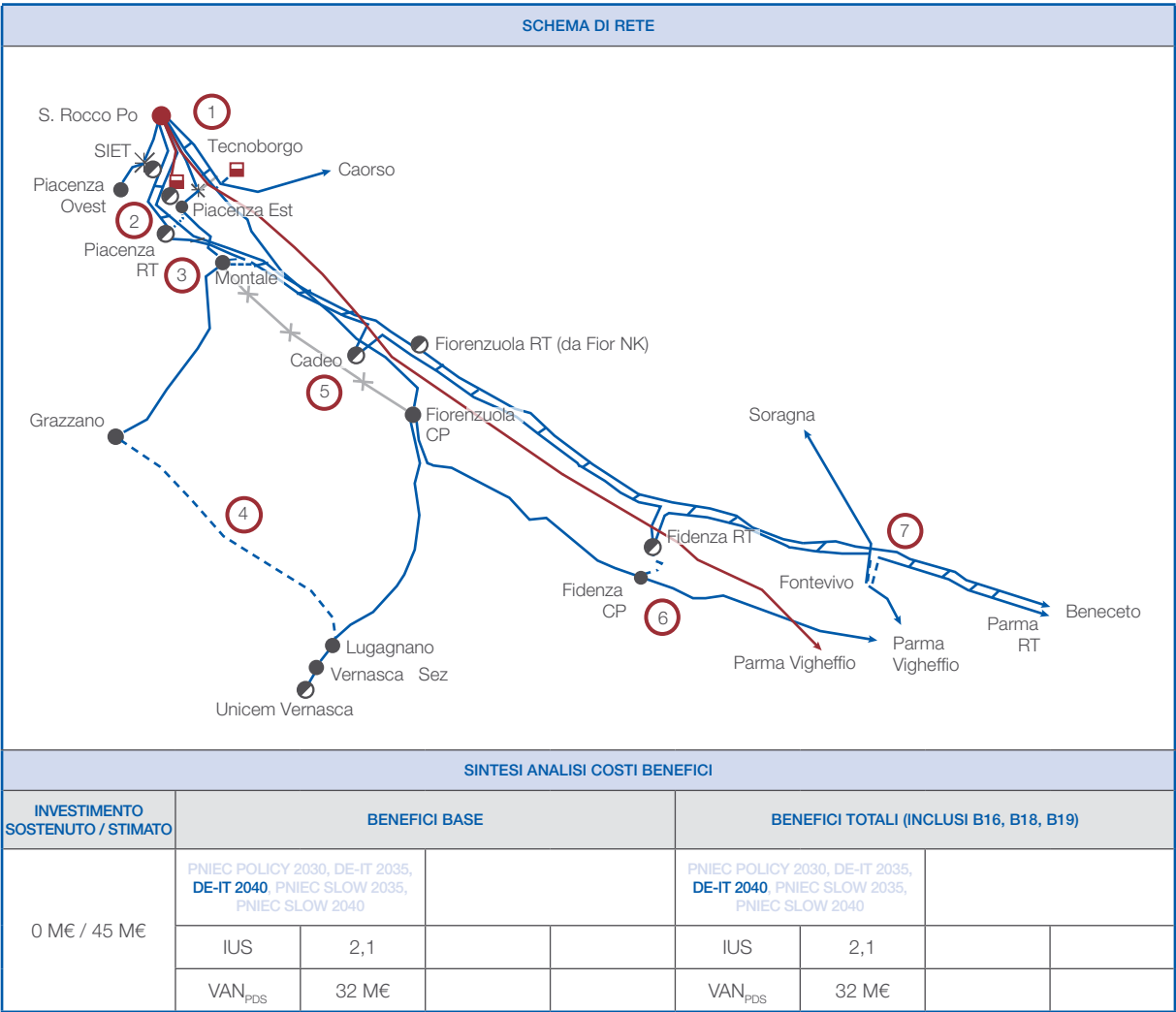
B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM

STAZIONE 220 kV COLORNO								
IDENTIFICATIVO PDS			IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
346-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE			CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2018					Emilia Romagna		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO								
L'attuale configurazione di rete non consente di avere adeguati margini di sicurezza di esercizio e garantire la migliore gestione a isole di esercizio funzionali anche a una integrazione con gli impianti ex RFI. È necessario pertanto realizzare, nell'attuale stazione 220 kV Colorno, una nuova sezione 132 kV e installare opportuna trasformazione 220/132 kV, connettendo la sezione 132 kV in entra-esce all'elettrodotto 132 kV S. Quirico – SPIP. Non si esclude la realizzazione di nuovi impianti o nuove connessioni agli impianti esistenti.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione		Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ			AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
2026			2030			2032		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
Impatti non significativi								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Stazione 220/132 kV Colorno	Fase 2	Fase 1		2026		2030	2032	Si sono resi necessari ulteriori approfondimenti progettuali
Riassetto rete AT (raccordi 132 kV alla futura sez.132 kV Colorno)	Fase 2	Fase 1		2026		2030	2032	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€/ 23 M€ ⁵⁶								

⁵⁶ Si registra un incremento costi legato al contesto socioeconomico attuale.



RAZIONALIZZAZIONE RETE TRA PARMA E PIACENZA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
348-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2020				Emilia Romagna		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
L'intervento risponde all'esigenza di integrare la rete acquisita da RFI con la RTN e di garantire l'alimentazione in sicurezza dei diversi nodi di carico localizzati nell'area compresa tra i comuni di Parma e Piacenza. Infatti, alcuni elettrodotti dell'area (quali la direttrice S. Rocco Po- Piacenza Est, Fiorenzuola CP – Montale ...) sono caratterizzati da limitazioni che influiscono sulla sicurezza della Rete. Inoltre, l'intervento consentirà una maggiore affidabilità di esercizio attraverso la magliatura di antenne strutturali.								
In particolare, l'intervento, riportato nello schema rete sottostante, può essere suddiviso nelle seguenti opere:								
1. Ricostruzione in cavo della direttrice 132 kV S. Rocco Po – Piacenza Est;								
2. Il potenziamento del collegamento in cavo 132 kV Piacenza Est – Piacenza RT;								
3. Il raccordo della CP di Montale sull'elettrodotto 132 kV Cadeo – Piacenza RT;								
4. La richiusura delle antenne strutturali di Grazzano e Lugagnano tramite un elettrodotto 132 kV;								
5. La demolizione della linea 132 kV Fiorenzuola CP – Montale;								
6. Nuovo cavo 132 kV Fidenza CP – Fidenza RT;								
7. Il raccordo della CP di Fontevivo sulla Fidenza RT – Parma RT.								
Le opere di razionalizzazione potranno subire modifiche a seguito di verifiche di fattibilità impiantistiche e in sinergia con gli altri soggetti coinvolti.								
Inoltre, le demolizioni previste potranno essere attuate solo a seguito del completamento dell'intero intervento di sviluppo e opere connesse.								
Il riassetto della rete proposto punta alla realizzazione di più percorsi 132 kV paralleli che permettono di migliorare la sicurezza dell'esercizio in un'area caratterizzata da importanti transiti di potenza. Inoltre, la richiusura di antenne strutturali e la maggiore magliatura della rete locale consentirà di incrementare la Sicurezza e la Qualità del Servizio. Infine, l'integrazione e la rimagliatura della rete acquisita da RFI con la RTN permetterà di migliorare la Qualità e la flessibilità di esercizio e minimizzare gli impatti territoriali.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2028		2032			2038			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con distributore locale per i lavori di ampliamento/adeguamento presso le Cabine Primarie				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	26			2		2		
Dismissione	39			1		2		
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Rimozione limitazioni direttrice 132 kV S. Rocco Po – Piacenza Es	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2038	Riprogrammazione delle attività dovuta alla necessità di ulteriori approfondimenti progettuali.
Rimozione limitazioni elettrodotto 132 kV Piacenza Est – Piacenza RT	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2038	
Raccordo CP Montale su elettrodotto 132 kV Cadeo – Piacenza RT	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2038	
Nuovo elettrodotto 132 kV Grazzano -Lugagnano	Fase 1	Fase 1		2028		2032	2036	L'opera potrà essere accelerata qualora l'ottenimento delle autorizzazioni dovesse essere anticipato.
Demolizione elettrodotto 132 kV Fiorenzuola CP -Montale	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2038	Riprogrammazione delle attività dovuta alla necessità di ulteriori approfondimenti progettuali.
Nuovo elettrodotto in cavo 132 kV Fidenza CP - Fidenza RT	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2038	
Raccordo CP Fontevivo su elettrodotto 132 kV Fidenza RT – Parma RT	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2038	





BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0,4	4,4 GWh
B3a	6	0,2 GWh
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM

STAZIONE 380 kV PIOMBINO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
349-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2020				Toscana		Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
In considerazione della progressiva evoluzione dello scenario locale di generazione e carico e in considerazione delle richieste di connessione pervenute nell'area, è stata programmata la realizzazione di una nuova stazione 380 kV di trasformazione da collegare mediante brevi raccordi a 380 kV agli elettrodotti 380 kV "Piombino C.le – Suvereto". La futura stazione RTN risulta funzionale alla connessione di una pluralità di iniziative di produzione alimentate a fonte programmabile e non programmabile oltre a consentire l'alimentazione degli utenti energivori esistenti e previsti nell'area. L'intervento consentirebbe di migliorare l'affidabilità del servizio e la sicurezza e qualità di esercizio ottimizzando le infrastrutture sul territorio minimizzandone l'impatto complessivo. Le analisi di fattibilità saranno avviate nell'ottica di implementare ulteriori opere di riassetto della rete AAT/AT che consenta di razionalizzare le infrastrutture presenti tenendo conto della progressiva dismissione della vetusta e non più disponibile c.le di produzione termoelettrica di Piombino.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2030		2036			2040			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	10							
Dismissione	23			4				
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Nuova stazione 380/132 kV Piombino	Fase 1	Fase 1		2030		2036	2040	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio-ambientale
Raccordi 380 kV	Fase 1	Fase 1		2030		2036	2040	
Raccordi 132 kV	Fase 1	Fase 1		2030		2036	2040	
AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZA- ZIONE			
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1		2030		2036	2040	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€/ 21 M€								



ELETTRODOTTO 220 kV COLUNGA-BUSSOLENGO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
350-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2021				Emilia Romagna / Veneto		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
L'elettrodotto 220 kV Colunga-Bussolengo, previsto in declassamento a 132 kV nell'intervento 326-P Riassetto di Bologna, sarà riutilizzato al fine di incrementare la Qualità del Servizio, assicurando un'adeguata alimentazione dei carichi dell'area. Sarà, inoltre, ridotto l'impatto ambientale in aree antropizzate, mediante una razionalizzazione della rete locale, e l'incremento della magliatura ottenuta raccordando i diversi nodi di carico dell'area all'elettrodotto declassato. In particolare:								
• saranno risolte le criticità della direttrice Castelmaggiore-Bentivoglio-S.Pietro in Casale-Cento-Crevalcore CP raccordando l'elettrodotto declassato opportunamente alle CP;								
• è prevista una razionalizzazione in area Crevalcore;								
• la magliatura dell'elettrodotto declassato con la rete 132 kV locale.								
Le opere di razionalizzazione potranno essere soggette a puntuali variazioni progettuali a seguito delle verifiche di fattibilità impiantistiche in sinergia con gli altri soggetti coinvolti. Inoltre, le demolizioni previste potranno essere attuate solo a seguito del completamento dell'intero intervento di sviluppo e opere connesse.								
L'incremento della magliatura consentirà una maggiore flessibilità di esercizio e della Qualità del Servizio dei carichi dell'area a Nord di Bologna e del Modenese.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO				
2025		2026		2033				
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
326-P Riassetto di Bologna 168-P Riassetto Rete 132 kV tra Mantova e Ostiglia				Dipendenza da accordi con distributore locale per i lavori di ampliamento/adeguamento presso le Cabine Primarie				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	9				2			
Dismissione	54		1		7			
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Raccordi 132 kV CP Castelmaggiore, Colunga SE	Fase 1			2025		2026	2028	
Raccordi 132 kV Bussolengo SE	Fase 1			2025		2026	2028	
Razionalizzazione aree Crevalcore	Fase 1	Fase 1		2026		2029	2033	
Razionalizzazione area S.Prospiero	Fase 1	Fase 1		2026		2029	2033	Riprogrammazione delle attività dovuta alla necessità di ulteriori approfondimenti progettuali
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
0 M€ / 25 M€	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040 PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040			PNIEC POLICY 2030 DE-IT 2035, DE-IT 2040 PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				
	IUS	2,9			IUS	2,9		
	VAN _{PDS}	36 M€			VAN _{PDS}	36 M€		

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	5	0,1 GWh
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 CO ₂ [k ton]		0
I5 - Overgeneration [MWh]	0		I13 - Variazione resilienza [MWh]		0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	5	0,1 GWh
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0		
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0		

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM



INCREMENTO MAGLIATURA RETE 132 kV AREA AMIATA									
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP			
352-P									
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO			
2021				Toscana		Centro Nord			
DESCRIZIONE INTERVENTO									
La rete 132 kV dell'area dell'Amiata e della Toscana meridionale è caratterizzata da una ridotta magliatura. Nell'area, inoltre, sono previste numerose richieste di connessione di fonti rinnovabili non programmabili. Per garantire la Sicurezza e la Flessibilità di esercizio nell'area sono previsti i seguenti raccordi:									
• 132 kV Bagnore-Paganico;									
• 132 kV Chianciano-Montallese, adeguando opportunamente la SSE di Montallese;									
• 132 kV Acquapendente - Allerona.									
Le opere di razionalizzazione potranno essere soggette a puntuali variazioni progettuali a seguito delle verifiche di fattibilità impiantistiche in sinergia con gli altri soggetti coinvolti.									
Sarà, inoltre, approfondito in futuro un riassetto della porzione di rete compresa tra Toscana, Lazio e Umbria, al fine di integrarlo con il presente intervento di sviluppo.									
Questi interventi consentiranno una maggiore sicurezza e flessibilità di esercizio oltre che l'integrazione delle rinnovabili previste nell'area									
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO					
Decarbonizzazione		Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER		Qualità del Servizio			
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA			
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza			
				Integrazione RFI		Transizione energetica			
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO									
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI				COMPLETAMENTO			
2026		2029				2033/2036 ⁵⁷			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI									
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI					
				Dipendenza da accordi con distributore locale per i lavori di ampliamento/adeguamento presso le Cabine Primarie.					
IMPATTI TERRITORIALI									
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]			I24 [KM]		
Realizzazione	44			1			2		
Dismissione									
Dismissione e Realizzazione									
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI									
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE	
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE				
Elettrodotto Bagnore-Paganico	Fase 2	Fase 1		2026		2029	2032	Necessari ulteriori approfondimenti progettuali	
Elettrodotto Chianciano-Montallese	Fase 1	Fase 1		2027		2030	2033		
Elettrodotto Acquapendente - Allerona	Fase 1	Fase 1		2027		2030	2033		
AVANZAMENTO ALTRE OPERE									
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE	
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE				
Riassetto Rete AT	Fase 1	Fase 1		2029		2032	2036	Necessari ulteriori approfondimenti progettuali	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI									
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE					BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
0 M€ / 90 M€	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040					PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040			
	IUS	5,8			IUS	5,8			
	VAN _{PDS}	330 M€			VAN _{PDS}	330 M€			

⁵⁷ Il completamento al 2036 si riferisce all'opera accessoria dell'intervento "Riassetto Rete AT".

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	1	14,4 GWh		1
B3a	0			
B4	0			
B5a	18	208,7 GWh		18
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	-1	-12,2 GWh		-1
B3a	0			
B4	0			
B5a	41	407,8 GWh		41
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
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 CO ₂ [k ton]	0		
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0		

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM



RIASSETTO RETE PER ALIMENTAZIONE AV 132 kV IN TOSCANA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
353-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2021				Toscana		Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete e qualità nell'alimentazione dell'AV in Toscana saranno previsti interventi di riassetto della magliatura di rete. In particolare, si prevede:</p> <ul style="list-style-type: none">• il collegamento della SSE di Compiobbi in entra-esce alla linea 132 kV Incisa – Rifredi con la risoluzione dell'attuale connessione in derivazione rigida;• il riassetto delle linee 132 kV afferenti la SSE di Montallese;• un nuovo collegamento della SSE di Rigutino in entra-esce alla linea 132 kV Arezzo – Chiana. <p>L'intervento proposto consentirà nel suo complesso il miglioramento dell'alimentazione della direttrice ferroviaria AV Firenze-Roma.</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2030		2035			2038			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
SSE Montallese e riassetto rete 132 kV	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2038	Si sono resi necessari ulteriori approfondimenti progettuali.
SSE Rigutino e riassetto rete 132 kV	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2038	
SSE Compiobbi e riassetto rete 132 kV	Fase 1	Fase 1		2030		2035	2038	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 15 M€								

INCREMENTO MAGLIATURA AREA DI RAVENNA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
357-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2023				Emilia Romagna		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
La rete AT nell'area di Ravenna, anche a fronte di un'evoluzione e un incremento dei carichi previsionali, presenterà nei prossimi anni la necessità di intervenire con opportune opere di rete per garantire adeguati livelli di sicurezza di esercizio. Per far fronte a tale necessità, saranno effettuati i seguenti interventi di sviluppo rete: • Realizzazione di un nuovo elettrodotto in cavo 132 kV tra l'impianto di Ravenna RT e la CP di Ravenna Porto • Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto aereo 132 kV "Ravenna Canala – Ravenna RT" • Adeguamento impianto 132 kV Ravenna RT. Nell'ambito dell'intervento, potrà essere ottimizzato l'attuale assetto di rete verso la CP di Ravenna Porto e potrà essere effettuata la dismissione di tratti di elettrodotti non più necessari a valle del completamento dello sviluppo rete. L'intervento, attraverso l'utilizzo di un'attuale linea 132 kV in antenna, permetterà di ottenere una maggiore magliatura della rete 132 kV e di garantire una nuova via di alimentazione dei carichi del Ravennate, dalla stazione di trasformazione 380/132 kV di Ravenna Canala.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2026		2029			2031			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con i distributori locali per eventuali lavori di ampliamento/adeguamento presso le Cabine Primarie.				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	6			1		1		
Dismissione	1							
Dismissione e Realizzazione	5					1		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Cavo 132 kV Ravenna RT- Ravenna Porto	Fase 2	Fase 1		2026		2029	2031	
Rimozione limitazioni Ravenna C. – Ravenna RT	Fase 2	Fase 1		2026		2029	2031	
Riassetto rete e demolizione tratti di linee nell'area di Ravenna Porto	Fase 2	Fase 1		2026		2029	2031	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE					BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)		
<1 M€ / 33 M€	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040				PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2035, PNIEC SLOW 2040			
	IUS	1,6			IUS	1,6		
	VAN _{pds}	17			VAN _{pds}	17		



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	3	0,1 GWh
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	4	0,1 GWh
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
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 CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

B1 - SEW	B2a - Perdite di rete [M€]
B5a - OG [M€]	B5s - OG [M€]
B8 - Costi evitati MSD Zonale [M€]	B16 - Opex Evitati o differiti [M€]

B3a - Riduzione ENF [M€]	B4 - Costi evitati o differiti [M€]
B6 - Investimenti evitati [M€]	B7 - Costi evitati MSD Nodale [M€]
B18 - Riduzione CO ₂	B19 - Rid. NOx, SOx, PM

NUOVO ELETTRODOTTO “FOLLONICA-FOLLONICA RT”								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
359-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2023				Toscana		Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
La Cabina primaria di Follonica è collegata alla dorsale ex RFI Suvereto – Follonica RFI – Menga – Grosseto RT. Per garantire la continuità di alimentazione anche in caso di rete degradata è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento tra la CP di Follonica e la SE di Follonica RT.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2025		2030			2032			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza da accordi con il distributore. Ottenuta conferma fattibilità dal distributore.				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	1					1		
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Nuovo collegamento dalla CP di Follonica alla SE di Follonica RT	Fase 1	Fase 1		2025		2030	2032	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 4 M€								



RIMOZIONE LIMITAZIONI SEZIONE CENTRO SUD – CENTRO NORD								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
432-P				33				
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2014				Toscana, Umbria, Abruzzo, Marche		Centro Sud/Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>Al fine di incrementare gli scambi sulla sezione critica Centro Sud – Centro Nord, sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni di trasporto sugli esistenti elettrodotti 220 kV afferenti ai nodi di S. Barbara, Villavalle, Candia e Villanova che vincolano i transiti sulla sezione, nonché sulle relative trasformazioni 380/220 kV. Al contempo sono stati studiati interventi di compensazione reattiva e/o di regolazione dei flussi di potenza sulla direttrice 380 kV Candia – Teramo e 220 kV Villanova – Montorio – Candia.</p> <p>A complemento di tali attività, saranno rimosse le limitazioni presenti sulla rete adriatica 132 kV, compresa tra le SE di Candia, Rosara e Teramo (nonché, laddove presenti, le limitazioni di trasporto esistenti in alcune cabine primarie previa verifica di fattibilità con i relativi gestori), interessata da fenomeni di trasporto della potenza sulla sezione indicata. L'intervento consentirà di ridurre le congestioni che già, attualmente, non consentono il pieno sfruttamento della produzione più efficiente compresa quella da fonte rinnovabile localizzata principalmente nell'Italia centro meridionale.</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO				
				2024/2026				
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	12				1			
Dismissione	13				2			
Dismissione e Realizzazione	121		8		3			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Direttrice 220 kV “S. Barbara – Villavalle”	Compl.	Fase 5	EL-314	07/07/2014	12/09/2019	2020	2024	In data 12/09/2019 il MISE ha emesso il decreto autorizzativo relativo alla variante 220 kV “Pietrafitta – Villavalle”.
Direttrice 220 kV “Candia - Villanova”	Compl.	Fase 5		2021		2021	2024	
Stazioni S. Barbara, Villavalle, Villanova e Candia	Fase 5	Fase 5		2021		2021	2026	
Rimozioni limitazioni rete 132 kV	Fase 4	Fase 2		2021		2025	2026	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO ⁵⁸				RIFERIMENTO ANALISI COSTI BENEFICI				
60 M€ / 69 M€				Piano di Sviluppo 2020				

⁵⁸ I costi si riferiscono agli interventi 305-P e 432-P.

4.3.2 Interventi in valutazione Area Centro Nord

Elettrodotto 380 kV fra Mantova e Modena

Cod. 304-S

L'intervento prevede la realizzazione di un nuovo collegamento a 380 kV tra il polo produttivo della provincia di Mantova e i centri di carico del modenese.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni e all'incertezza sulla fattibilità, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Rete AT provincia di Piacenza

Cod. 325-S

L'intervento prevede l'incremento della capacità di trasporto fra l'impianto 132 kV di Siet e il nodo 132 kV di Borgonovo sfruttando gli asset esistenti.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Stazione Forlì 380 kV

Cod. 328-S

Presso l'impianto 380 kV di Forlì è prevista l'installazione di un nuovo ATR 380/132 kV, al fine di incrementare la capacità di trasformazione verso l'afferente rete AT.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Razionalizzazione di Arezzo

Cod. 305-S

Nuova stazione 380 kV nell'area di Monte S. Savino nelle immediate vicinanze dell'elettrodotto 220 kV in doppia terna che alimenta la stazione 220 kV Arezzo C, connessa all'impianto 380 kV di S. Barbara mediante un nuovo elettrodotto 380 kV "S. Barbara – Monte S. Savino" che potrà sfruttare il tracciato dell'attuale linea 220 kV "Cintoia all. – Arezzo C." permettendo in seguito di dismettere i tratti a 220 kV non più necessari.

Alla nuova stazione sarà raccordata la direttrice 220 kV tra S. Barbara e Villavalle e gli elettrodotti 132 kV anche declassando a 132 kV l'attuale linea 220 kV in doppia terna verso Arezzo C e integrando la connessione della CP M.S. Savino.

Si otterranno così i seguenti collegamenti:

- Elettrodotto doppia terna 132 kV "M.S. Savino – Arezzo C";
- Elettrodotto doppia terna 132 kV "M.S. Savino – Foiano" e "M.S. Savino – Chiusi";
- Elettrodotti 132 kV "M.S. Savino – CP M.S. Savino" e "CP M.S. Savino - Ambra".

In alternativa alla realizzazione dei raccordi alla CP Montevarchi, potrà essere previsto un nuovo assetto di rete tra S. Barbara e Montevarchi funzionale alla riduzione dei nuovi stalli 132 kV.

È infine prevista la ricostruzione della doppia direttrice 132 kV Ambra – Chiusi.

Motivazioni: In relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni e a sopravvenute criticità autorizzative (in data 15/05/2014 il MATTM ha comunicato l'esito negativo del procedimento di VIA del progetto che prevede la realizzazione del nuovo collegamento 380 kV), l'attività non ha carattere prioritario.

Riassetto rete area di Lucca

Cod. 306-S

Nella provincia di Lucca saranno realizzati i seguenti interventi:

- ricostruzione delle linee a 132 kV "Marginone – Pescia" (a esclusione della breve derivazione per Pescia FS), "Marginone – Borgonuovo" e "Borgonuovo – Lucca Giannotti" (in futuro "Marginone – Lucca Giannotti");
- by – pass della CP Borgonuovo mettendo in continuità le linee a 132 kV "Lucca Giannotti – Borgonuovo" e "Borgonuovo – Marginone", allo scopo di ottenere un collegamento diretto tra la CP Lucca Giannotti e la SE Marginone;
- collegamento contestuale della CP di Borgonuovo in entra – esce alla linea a 132 kV "Marginone – Vinchiana", utilizzando gli stalli liberati, disponibili con il succitato by – pass;
- ricostruzione dell'elettrodotto 132 kV "Villa Basilica – Pian Rocca CP".

Note: le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca".

Motivazioni: In relazione alla variazione degli scenari di generazione e carico previsti nei prossimi anni e alla variazione delle condizioni al contorno (tenuto anche conto delle ulteriori attività di sviluppo recentemente pianificate nell'area), l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Rete AT area di Modena

Cod. 323-S

Riserva di alimentazione costituita da una nuova trasversale tra Sassuolo e Castellarano.

Motivazioni: In relazione alla variazione degli scenari di generazione e carico previsti nei prossimi anni e alla variazione delle condizioni al contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Stazione 380 kV Vaiano

Cod. 302-S

Nuova stazione RTN 380/132 kV nell'area di Vaiano, un nuovo collegamento 132 kV CP S. Paolo – CP S. Martino e un riassetto rete locale.

Motivazioni: In relazione alle sopravvenute criticità autorizzative, l'attività non ha carattere prioritario essendo stati definiti interventi alternativi nell'area più a Nord.

Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza – Farinello – Larderello

Cod. 312-S

L'intervento prevede la ricostruzione della direttrice di trasmissione a 132 kV Pian della Speranza – Farinello – Larderello.

Per la realizzazione dell'intervento, sarà possibile consentire la necessaria indisponibilità di lunga durata della linea in oggetto, solo successivamente al completamento dei lavori per l'elettrodotto a 132 kV "Tavarnuzze – Larderello" (cfr. "Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - Larderello").

Motivazioni: In relazione alla variazione degli scenari di generazione e carico previsti nei prossimi anni e alla variazione delle condizioni al contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Rete Nord – Ovest Emilia

Cod. 322-S

Si provvederà alla rimozione delle limitazioni sull' elettrodotto 132 kV Fiorenzuola – Montale.

Motivazioni: L'attività non ha più carattere prioritario essendo stati definiti interventi alternativi nell'area.

Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – Larderello

Cod. 313-S

L'intervento prevede di potenziare la rete a 132 kV afferente alle stazioni di Tavarnuzze e di Larderello e incrementare la resilienza del sistema.

Motivazioni: In relazione all'evoluzione degli scenari energetici e in particolare alla luce di una forte crescita delle rinnovabili, l'attività attualmente riveste carattere di minore priorità nell'orizzonte di Piano.

Rete AT di Pistoia

Cod. 324-S

Sono previsti interventi sugli elettrodotti a 132 kV Poggio a Caiano CP – Quarrata e Quarrata – S. Marcello funzionali a incrementare la resilienza del sistema.

Motivazioni: In relazione all'evoluzione degli scenari energetici e in particolare alla luce di una forte crescita delle rinnovabili, l'attività attualmente riveste carattere di minore priorità nell'orizzonte di Piano.

Stazione 380 kV Colunga

Cod. 333-S

Presso l'esistente stazione 380/220/132 kV di Colunga, per migliorare i profili di tensione della rete AT che concerne l'impianto in esame, è prevista l'installazione di una batteria di condensatori sulla sezione AT dell'impianto.

Motivazioni: In relazione all'evoluzione degli scenari energetici e in particolare alla luce di una forte crescita delle rinnovabili, l'attività attualmente riveste carattere di minore priorità nell'orizzonte di Piano.

Direttrice 132 kV Pian della Speranza – Subbiano all.

Cod. 340-S

Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Pian della Speranza e Subbiano fino a Subbiano all., opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni.

Motivazioni: In relazione all'evoluzione degli scenari energetici e in particolare alla luce di una forte crescita delle rinnovabili, l'attività attualmente riveste carattere di minore priorità nell'orizzonte di Piano.

Nuovo Elettrodotto 132 kV Rimini Condotti – Rimini Nord

Cod. 358-S

Per migliorare la sicurezza di esercizio, anche in caso di indisponibilità di altri elementi di rete è prevista la realizzazione del nuovo elettrodotto 132 kV “Rimini Condotti-Rimini Nord”.

Motivazioni: Le difficoltà realizzative presso gli impianti dell’area per impossibilità di spazi nei nodi elettrici individuati, al contempo, in relazione all’evoluzione degli scenari energetici e in particolare alla luce di una forte crescita delle rinnovabili, l’attività attualmente riveste carattere di minore priorità nell’orizzonte di Piano.

Interconnessione Isola del Giglio

Cod. 354-S

L’intervento prevede la realizzazione di una nuova stazione RTN sull’isola del Giglio, a cui attestare la rete di distribuzione locale. Tale SE sarà interconnessa alla Toscana mediante due collegamenti AT che verranno attestati presso una nuova SE nell’area di Montiano.

Motivazioni: In accordo con il parere ARERA 335/2022/EEL del 19 luglio 2022, nel quale viene espresso l’... elevato impatto dei costi di tali interconnessioni sul costo medio dell’energia (LCOE) che verrebbe trasmessa all’Isola..., l’intervento viene considerato “in valutazione”. La collocazione in valutazione dell’intervento è inoltre confermata secondo il parere ARERA 4/2025/I/EEL del 14 Gennaio 2025 nel quale viene richiesto “che il progetto 354-P Interconnessione Isola del Giglio sia posto in valutazione, quindi senza attività realizzative nell’orizzonte di piano decennale”. Inoltre, in relazione all’evoluzione degli scenari energetici ed in particolare alla luce di una forte crescita delle rinnovabili, l’attività attualmente riveste carattere di minore priorità nell’orizzonte di Piano.

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

