


2021

PIANO DI SVILUPPO

Avanzamento **Piani di Sviluppo Precedenti**

AVANZAMENTO NORD EST





I volumi “Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti” sono gli allegati del Piano di Sviluppo 2021 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 Nord Ovest, Nord Est e Centro Sud.

Driving Energy

EsercitiAMO il ruolo di regista e abilitatore della transizione ecologica per realizzare un nuovo modello di sviluppo basato sulle fonti rinnovabili, rispettoso dell'ambiente. Sostenibilità, innovazione e competenze distintive ispirano il nostro agire per garantire alle prossime generazioni un futuro alimentato da energia pulita, accessibile e senza emissioni inquinanti.

Siamo il più grande operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica in Europa.

Abbiamo la grande responsabilità di assicurare l'energia al Paese garantendone la **sicurezza, la qualità e l'economicità nel tempo.**

Gestiamo la rete di trasmissione italiana in alta tensione, una delle più moderne e tecnologiche in Europa, perseguendone lo **sviluppo e l'integrazione con la rete europea**, assicurando in sicurezza **parità di accesso a tutti gli utenti.**

Sviluppiamo **attività di mercato** e nuove opportunità di business portando in Italia e all'estero le nostre competenze e la nostra esperienza.

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 alla Direzione Territoriale Nord Est (DTNE), che comprende le seguenti regioni: Trentino- Alto Adige, Veneto e 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 vengono descritti gli interventi oggi in corso di studio;
- nel capitolo 3 sono riportate le tabelle sullo stato di avanzamento delle opere previste negli interventi con particolare riferimento:
 - opere completate nel corso del 2020;
 - opere in realizzazione;
 - opere in autorizzazione;
 - opere in concertazione;
 - opere che hanno subito modifiche nel corso dell'anno.
- nel capitolo 4 sono riportate le schede di dettaglio degli interventi di sviluppo.



Indice

1	Classificazione interventi di sviluppo	6
2	Ipotesi di sviluppo allo studio	8
	2.1 Interconnessione Italia – Austria in sinergia con le infrastrutture di trasporto	8
	2.2 Interventi di rinforzo rete interna AAT/AT per incremento capacità di trasporto frontiera Nord	8
	2.3 Riassetto rete AT a Sud di Belluno	8
3	Tabelle di sintesi	9
	3.1 Stato di avanzamento delle principali opere degli interventi di sviluppo della RTN	9
	3.1.1 Opere di sviluppo ultimate nel corso del 2020	10
	3.1.2 Opere di sviluppo in realizzazione	10
	3.1.3 Opere di sviluppo in autorizzazione	12
	3.1.4 Opere di sviluppo in concertazione	13
	3.1.5 Opere di sviluppo: stato di avanzamento	13
4	Schede degli interventi dei Piani di Sviluppo precedenti	14
	4.1 Area Nord Est	35
	4.1.1 Schede interventi pianificati Area Nord Est	36
	4.1.2 Schede interventi in valutazione Area Nord Est	94
	4.1.3 Schede Area Nord Est degli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e S.M.I.	95
	4.2 Area Centro Nord	99
	4.2.1 Schede Interventi pianificati Area Centro Nord	100
	4.2.2 Interventi in valutazione Area Centro Nord	154

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1	Principali interventi di sviluppo ultimati su elettrodotti e stazioni nel corso del 2020	10
Tabella 2	Principali opere di sviluppo in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2020 e negli anni precedenti	11
Tabella 3	Principali opere di sviluppo con iter autorizzativo avviato ai sensi della L.239/04 nel corso del 2020 e negli anni precedenti	12
Tabella 4	Principali interventi di sviluppo in concertazione	13
Tabella 5	Opere “in valutazione” nel PdS 20 ed attualmente “pianificate”	13
Tabella 6	Driver di Piano associati agli interventi pianificati nei Piani di Sviluppo precedenti	14

Classificazione interventi di sviluppo



Nel presente capitolo sono descritte sinteticamente le principali categorie sulla base delle quali sono classificati gli interventi di sviluppo proposti nei precedenti Piani di Sviluppo.

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

- interventi che contribuiscono alla decarbonizzazione: interventi volti ad 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 di incremento sicurezza e resilienza: interventi volti a garantire un miglioramento della sicurezza e dell'affidabilità di alimentazione dei carichi;
- interventi per la sostenibilità così come declinata nel documento Piano di Sviluppo 2021.

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 ad eventi climatici severi;
- l'Integrazione delle fonti rinnovabili ("Integrazione FER"): interventi di carattere puntuale che hanno l'obiettivo di massimizzare la penetrazione della produzione da fonte Rinnovabile;
- l'integrazione rete RFI, ovvero interventi che contribuiscono a massimizzare il beneficio derivante dall'acquisizione nel perimetro della rete di Trasmissione nazionale (RTN) la rete RFI;
- connessioni: per quegli interventi che hanno ricadute sulle utenze industriali;
- transizione energetica: interventi finalizzati al raggiungimento degli obiettivi delineati nell'ambito della Transizione Energetica.

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 autorizzazione e/o altre attività;
- data avvio realizzazione;
- data completamento.

Infine, tenuto anche conto 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.

Ipotesi di sviluppo allo studio

2

2.1 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 ed un collegamento 132 kV Greuth – Tarvisio (merchant).

In aggiunta agli interventi previsti nel medio-lungo termine, tenuto conto dei differenziali di prezzo tra Austria e Germania attuali e previsionali, la capacità di trasporto su tale frontiera si conferma potenzialmente competitiva.

Al contempo sono in corso i lavori di costruzione della linea ferroviaria AC/AV attraverso il tunnel del Brennero tra Fortezza (IT) e Innsbruck (AT).

L’esigenza di adeguare la capacità di interconnessione con l’Austria, nel lungo termine, potrà essere espletata in sinergia con i lavori di costruzione della linea ferroviaria AC/AV attraverso il tunnel del Brennero tra Fortezza (IT) e Innsbruck (AT).

In tale contesto, sono in corso le necessarie valutazioni finalizzate ad avviare studi di rete e/o di fattibilità funzionali ad individuare potenziali sinergie con le infrastrutture esistenti o previste, eventualmente valutando soluzioni tecnologiche in corrente continua.

2.2 Interventi di rinforzo rete interna AAT/AT per incremento capacità di trasporto frontiera Nord

Driver: Market efficiency, Decarbonizzazione, Sostenibilità

Al fine di massimizzare l’incremento di capacità di trasporto conseguibile attraverso l’integrazione nella RTN di progetti di interconnessione con l’estero, sono allo studio opportuni interventi di rinforzo sulla rete AAT/AT. In esito a tali studi, eventuali interventi di potenziamento della RTN potranno essere programmati in coordinamento con i TSO confinanti.

2.3 Riassetto rete AT a Sud di Belluno

Driver: Market efficiency, Decarbonizzazione, Sostenibilità

La rete a Sud della provincia di Belluno è caratterizzata da limitazioni della capacità di trasporto, che causano, a loro volta una riduzione dell’affidabilità e della qualità del servizio. Pertanto è allo studio un riassetto generale dell’area al fine di garantire adeguati margini di sicurezza e di flessibilità di esercizio. Contestualmente saranno studiate le soluzioni più idonee per superare le attuali derivazioni rigide presenti. Tali interventi potranno garantire la possibilità di effettuare un riassetto della rete di trasmissione esistente nell’area in esame, riducendone così l’impatto sul territorio.

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 2020;
- le principali opere in realizzazione con l'indicazione della data di ottenimento dell'autorizzazione, della data stimata di entrata in esercizio e del costo di investimento previsto;
- le principali opere in iter autorizzativo con procedimento avviato nel 2020 o negli anni precedenti al 2020 con indicazione del costo di investimento stimato al momento dell'avvio dell'iter autorizzativo;
- le principali opere in concertazione per la definizione della migliore localizzazione sul territorio;
- le opere/ gli interventi che hanno subito modifiche rispetto alle edizioni precedenti.

Un intervento di sviluppo può essere composto da opere principali e da accessorie.

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. predisposizione montanti in stazione, adeguamento sezioni in impianti esistenti, ecc.).

Le altre opere sono distinte in:

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

3.1.1 Opere di sviluppo ultimate nel corso del 2020

I principali interventi di sviluppo della Rete di Trasporto Nazionale (RTN) realizzati ed entrati in servizio nel corso del 2020 sono riportati nella Tabella 1 ordinati secondo il codice di riferimento DLB 579/17 ove presente.

TABELLA 1 PRINCIPALI INTERVENTI DI SVILUPPO ULTIMATI SU ELETTRODOTTI E STAZIONI NEL CORSO DEL 2020

OPERE DI SVILUPPO ULTIME NEL CORSO DEL 2019						
REGIONE	CODICE DI RIFERIMENTO DLB 579/17	CODICE INTERVENTO	DENOMINAZIONE INTERVENTO	DENOMINAZIONE OPERA	VALORE ENTRATE IN ESERCIZIO [ME]	DATA ENTRATA IN SERVIZIO
FRIULI VENEZIA GIULIA		207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Elettrodotto 220 kV Udine Sud - Safau	14,0	dic-20
VENETO		215-P	Riassetto Rete Alto Bellunese	Elettrodotto 132 kV Somprade - Zuel	27,7	dic-20
TOSCANA		317-P	Rete Metropolitana di Firenze	Elettrodotto 132 kV Calenzano - Sesto F. - Faentina	4,9	dic-20
TOSCANA		308-P	Riassetto rete area di Livorno	Nuovo raccordo in cavo 132 kV a Livorno Est (EL-376)	1,8	dic-20
VENETO		203-P	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova	Cavo 220kV Staz.IV-Malcontenta	8,9	dc-20

3.1.2 Opere di sviluppo in realizzazione

Nella Tabella 2 sono riportate le principali opere in realizzazione con l'indicazione della data di ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio conseguita ai sensi della L. 239/04.

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 nel format delle schede interventi.

TABELLA 2 PRINCIPALI OPERE DI SVILUPPO IN REALIZZAZIONE CON AUTORIZZAZIONE CONSEGUITA AI SENSI DELLA L. 239/04 NEL CORSO DEL 2020 E NEGLI ANNI PRECEDENTI

PRINCIPALI OPERE IN REALIZZAZIONE CON AUTORIZZAZIONE CONSEGUITA AI SENSI DELLA L. 239/04					
REGIONE	CODICE INTERVENTO	INTERVENTO PIANO DI SVILUPPO	OPERA AUTORIZZATA L.239/04 (RIF. PROCEDIMENTO EL-N) ¹	DATA OTTENIMENTO AUTORIZZ.NE	DATA PREVISTA ENTRATA IN ES.
Veneto	203-P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Variante in cavo interrato dell'elettrodotto a 220 kV "Stazione IV - Malcontenta con derivazione Stazione V" (EL-372)	Nov-18	2021
Veneto	237-P	Stazione 220 kV Schio	SE 220/132 kV Malo e relativi raccordi (EL-325)	Mar 20	2023
Friuli-Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Variante in cavo interrato 132kV all'elettrodotto "CP Udine Sud - Cartiere Romanilello" (EL-339)	Mag-18	2022
Friuli-Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Variante aerea all'elettrodotto 132kV "Strassoldo FS - Redipuglia FS" (RFVG-005)	Ott-18	2022
Friuli-Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Elettrodotto in cavo interrato 132kV all'elettrodotto "CP Udine Sud - Udine FS" (RFVG-004)	Giu-18	2022
Trentino-Alto Adige	100-I	Incremento della capacità di interconnessione con l'Austria ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i	Interconnector "Austria - Italia". Elettrodotto in cavo 220 kV "Passo Resia - Val Venosta", in corrente alternata ed opere connesse (EL-354)	Apr-19	2023
Trentino-Alto Adige	208-P	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vizze (IT) - Steinach (AT)	Stazione elettrica 132/110 kV di Brennero e raccordi aerei alla linea 132 kV Prati di Vizze - Confine di Stato (Autorizzazione della Provincia di Bolzano)	Feb-16	2022
Trentino Alto- Adige	238-P	Stazione 220 kV Glorenza	Interramento parziale della linea 220 kV T.225 "Glorenza-Tirano-Premadio" (EL-396)	Lug 20	2022
Emilia-Romagna	323-P	Rete AT area di Modena	Nuovo collegamento 132 kV "Modena N. - Modena E. - Modena Crocetta" (EL-250)	Ott-17	2022
Emilia-Romagna / Toscana	302-P	Elettrodotto 380 kV Colunga - Calenzano	Elettrodotto aereo a 380 kV "Bargi - Calenzano" - Variante aerea in loc. Carraia (EL-395) Elettrodotto 380 kV Calenzano-S Benedetto del Querceto-Colunga e nuova SE 132 kV di Futa (EL-173)	Ott-19 Nov-20	2023 2023
Emilia-Romagna	307-P	Elettrodotto 220 kV Colunga-Este	Riassetto della rete 132 kV tra Colunga e Ferrara (EL-240)	Mar 20	2024
Toscana	308-P	Riassetto rete area Livorno	Realizzazione della nuova stazione 132 kV di Collesalveti e relativi raccordi 132 kV (EL-343)	Mar-17	2023
Toscana	317-P	Rete Metropolitana di Firenze	Riassetto rete AT area metropolitana di Firenze (EL385)	Mag-19	2024
Toscana	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba - Continente	132 kV S. Giuseppe - Portoferraio n. 048 (Variante localizzativa Portoferraio) 379(EL-409)	Mar 20	2023
Toscana	308-P	Riassetto rete area Livorno	Linea elettrica 132 kV Livorno Marzocco - Rosignano 2 n. 532. Nuovo ingresso alla SE Livorno RT (EL-420)	Apr 20	2023

¹ 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.

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 alla costruzione e all'esercizio nel corso dell'anno 2020 e quelle il cui iter autorizzativo è stato avviato negli anni precedenti al 2020.

Per quanto riguarda la stima dei costi di investimento (colonna "stima CAPEX opera" nelle tabelle), si tratta della migliore stima effettuata al momento dell'avvio della domanda autorizzativa alle Autorità competenti, che pertanto non tiene conto dell'esito dell'iter stesso (es. prescrizioni autorizzative, variazioni derivanti dalle conferenze dei servizi) e delle fasi di realizzazione fino all'entrata in esercizio dell'opera.

TABELLA 3 PRINCIPALI OPERE DI SVILUPPO CON ITER AUTORIZZATIVO AVVIATO AI SENSI DELLA L.239/04 NEL CORSO DEL 2020 E NEGLI ANNI PRECEDENTI

PRINCIPALI OPERE CON ITER AUTORIZZATIVO IN CORSO					
REGIONE	CODICE INTERVENTO	INTERVENTI PIANO DI SVILUPPO	OPERA AVVIATA IN AUTORIZZAZIONE AI SENSI DELLA L.239/04 ² (RIF.PROCEDIMENTO EL-N)	DATA AVVIO ITER AUTORIZZATIVO O PRESENTAZIONE ISTANZA	STIMA CAPEX OPERA DI AVVIO ITER (M€)
Toscana	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente	Realizzazione cavo marino 132 kV Portoferraio – Colmata (EL-219)	Lug-10	34
Veneto	216-P	Razionalizzazione rete media valle del Piave	Razionalizzazione e sviluppo della RTN nella Media valle del Piave (EL-251)	Ago-11	75
Emilia-Romagna	318-P	Riassetto di Ferrara	Varianti elettrodotti 132 kV "Ferrara Focomorto– Ferrara Zona Industriale" n. 700 e "Ferrara Focomorto – Portomaggiore n. 718 (EL – 277)	Mar-12	7,5
Toscana	306-P	Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca	Nuova SE di Lucca Ovest 380/132 kV e relativi raccordi della linea 380 kV "La Spezia – Acciaiole" e delle linee 132 kV " Viareggio – Filettole" e " Filettole – Lucca Ronco" (EL-324)	Nov-13	29,1
Trentino Alto- Adige	221-P	Razionalizzazione 132 kV Trento Sud	Razionalizzazione e sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale nell'area di Trento (EL-328)	Giu-14	6,5
Toscana	306-P	Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca	Var. loc. dell'intervento inerente il "Risanamento e nuovo assetto della rete AT nei Comuni di Lucca e Borgo a Mozzano, riguardante la realizzazione del solo tratto relativo alla variante alla linea elettrica 132 kV Lucca Ronco - Filettole in località Cerasomma (EL-050/29/2007/VL)	Giu-14	21,2
Friuli Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest-Redipuglia	Variante aereo/cavo elettrodotto 132 kV Ca Poia-Redipuglia	Ago-17	4,6
Friuli Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest-Redipuglia	Variante aerea all'elettrodotto a 380 kV in semplice terna Monfalcone-Redipuglia (EL-390)	Nov-17	1,4
Veneto	225-P	Potenziamento rete AT area Rovigo	Allacciamento S/E Canaro alla dorsale "Rovigo – Ferrara T.23.021K1" (EL-410)	Nov-18	0,5
Sardegna / Toscana	301-P	Interconnessione Sardegna – Corsica – Italia (Sa. Co.I.3)	Collegamento HVDC SA.CO.I. 3 Sardegna- Corsica-Italia (EL-430)	Ago-19	640,7
Emilia-Romagna	319-P	Anello 132 kV Riccione - Rimini	Anello 132 kV Riccione – Rimini (EL-433)	Set-19	41,1
Emilia-Romagna	326-P	Riassetto rete AT area di Bologna	Riassetto Area di Bologna (EL-443)	Mag-20	51,2
Veneto	203-P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Razionalizzazione rete AT tra Malcontenta e Fusina (EL-446)	Mag-20	189
Emilia-Romagna	326-P	Riassetto rete AT area di Bologna	Interramento dt 132 kV Martignone - Battiferro in loc. Lazzaretto-Bertalia - Comune di Bologna (EL-449)	Mag-20	5
Veneto	203-P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	380 kV in cavo Dolo – Camin (EL-457)	Ott-20	150

² 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

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

PRINCIPALI INTERVENTI IN FASE DI CONCERTAZIONE		
REGIONE	CODICE INTERVENTO	INTERVENTO PIANO DI SVILUPPO
Veneto	227-P	Stazione 380 kV in Provincia di Treviso (Vedelago)
Veneto	206-P	Stazione 380 kV Volpago
Emilia-Romagna	320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia

3.1.5 Opere di sviluppo: stato di avanzamento

Di seguito viene riportata una sintesi:

- dello stato di avanzamento delle opere del PdS, sia a livello complessivo (confronto PdS 2021 vs. PdS 2020) che per singola fase;
- dell'attività di monitoraggio dello stato degli interventi del PdS 2021 con avvio attività, avvio cantieri e completamento originariamente programmati per l'anno 2020, per i quali viene riportata anche la motivazione che ha comportato la necessità di una riprogrammazione temporale;
- delle principali variazioni rispetto a quanto rappresentato nell'edizione precedente del Piano.

In relazione alle principali opere rappresentate nel Piano di Sviluppo, si ricorda infine che in base a quanto riportato nel documento metodologico, 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 Realizzazione dell'opera;
- 6. Compl.:** opera completata.

La variazione della distribuzione delle opere nelle diverse fasi di avanzamento tiene conto di:

- avanzamento intervenuto nel corso del 2020;
- differente perimetro nel numero delle Opere legato a 1) Opere che nell'edizione 2020 erano considerate come nuovi interventi
2) Opere non più incluse per effetto di una differente prioritizzazione che ne ha determinato il passaggio in "valutazione" 3) Opere che sono state maggiormente dettagliate in funzione di analisi di fattibilità tecniche svolte nel corso del 2020.

Si riporta nella Tabella 5 il dettaglio delle principali opere che nel corso del 2020 sono passate dallo stato "pianificato" allo stato "in valutazione". In relazione agli scostamenti temporali relativi alla prevista data di avvio attività/ prevista data di avvio cantiere/ previsto completamento delle opere, si rimanda alle schede di dettaglio.

TABELLA 5 OPERE "IN VALUTAZIONE" NEL PDS 20 ED ATTUALMENTE "PIANIFICATE"

NUOVE OPERE "PIANIFICATE"			
RANGO	DENOMINAZIONE INTERVENTO	OPERA	MOTIVAZIONE
313-S	Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – Larderello	Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – S. Dalmazio	Variazione del contesto di riferimento socio-ambientale
		Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - Poggibonsi	

Schede degli interventi dei Piani di Sviluppo precedenti

Gli interventi di sviluppo della DTNE pianificati nei piani precedenti sono stati aggregati geograficamente per aree regionali o pluriregionali:

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

In base alla tipologia delle opere principali 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.
- Riassetti 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 continuità con l'edizione di Piano precedente sono state predisposte delle schede per ogni intervento di sviluppo previsto.

La Tabella 6 presenta la lista degli interventi di sviluppo pianificati nei Piani precedenti al PdS 2021, e relativi alle aree precedentemente menzionate, indicando i driver di Piano (finalità) associati a ciascuno di essi.

TABELLA 6 DRIVER DI PIANO ASSOCIATI AGLI INTERVENTI PIANIFICATI NEI PIANI DI SVILUPPO PRECEDENTI

AREA TERRITORIALE	CODICE INTERVENTO	INTERVENTO	DECARBONIZZAZIONE	SICUREZZA E RESILIENZA	MARKET EFFICIENCY	SOSTENIBILITÀ	PAGINA
Nord Est	100-I	Incremento della capacità di interconnessione con l'Austria sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	●		●	●	95
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		●	●	●	36

AREA TERRITORIALE	CODICE INTERVENTO	INTERVENTO	DECARBONIZZAZIONE	SICUREZZA E RESILIENZA	MARKET EFFICIENCY	SOSTENIBILITÀ	PAGINA
Nord Est	204-P	Elettrodotto 220 kV Italia-Austria	●		●		38
Nord Est	206-P	Stazione 380 kV di Volpago		●	●	●	40
Nord Est	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia		●	●	●	44
Nord Est	208-P	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vize - Steinach	●		●	●	46
Nord Est	210-P	Elettrodotto 132 kV Redipuglia - Duino		●			47
Nord Est	213-P	Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone		●			48
Nord Est	215-P	Riassetto rete alto Bellunese	●	●		●	50
Nord Est	216-P	Razionalizzazione rete media valle del Piave	●	●		●	52
Nord Est	220-P	Razionalizzazione rete AT nell'area di S.Massenza	●	●			56
Nord Est	221-P	Razionalizzazione 132 kV Trento Sud		●			58
Nord Est	222-P	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	●	●		●	61
Nord Est	225-P	Potenziamento rete AT area Rovigo		●			63
Nord Est	227-P	Stazione 380 kV in provincia di Treviso (Vedelago)		●		●	64
Nord Est	229-P	Stazione 380 kV Sandrigo		●			66
Nord Est	235-P	Stazione 220 kV Ala		●			67
Nord Est	237-P	Stazione 220 kV di Schio (include l'ex 224-P)		●		●	68
Nord Est	238-P	Stazione 220 kV Glorenza	●	●		●	70
Nord Est	239-P	Stazione 380 kV Dugale		●			71
Nord Est	244-P	Elettrodotto 132 kV Castelfranco - Tombolo (ex elettrodotto 132 kV Castelfranco-Castelfranco Sud)		●			72
Nord Est	245-P	Stazione Bressanone e direttrice 132 kV Terme di Brennero – Bolzano FS – Mori (include l'ex 240-P)	●	●		●	73
Nord Est	246-P	Direttrice 132 kV Opicina FS-Redipuglia			●		76
Nord Est	249-P	Stazione 220/132 kV S.Floriano	●				77
Nord Est	250-P	Riassetto rete Caneva		●			79
Nord Est	251-P	Stazione 132 kV Vipiteno		●			80
Nord Est	252-P	Interconnessione AT Dobbiaco - Austria			●		81
Nord Est	253-P	Stazione 220/132 kV Padriciano		●			83
Nord Est	254-P	Elettrodotto 380 kV Venezia Nord - Salgareda			●		84
Nord Est	255-P	Elettrodotto 132 kV Predazzo - Moena		●			85
Nord Est	256-P	Risoluzione antenna utente Ferriere Nord		●			86
Nord Est	257-P	Riassetto rete ad ovest di Padova		●		●	87

AREA TERRITORIALE	CODICE INTERVENTO	INTERVENTO	DECARBONIZZAZIONE	SICUREZZA E RESILIENZA	MARKET EFFICIENCY	SOSTENIBILITÀ	PAGINA
Nord Est	258-P	Riassetto rete area di Abano		●		●	88
Nord Est	259-P	Riassetto rete AT Verona		●		●	90
Sardegna / Centro Nord	301-P	Sviluppo interconnessione Sardegna – Corsica – Italia	●	●	●	●	23
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		●	●	●	108
Centro Nord	310-P	Elettrodotto 132 kV Borgonovo – Salsominore – Borgotaro	●	●			110
Centro Nord	311-P	Elettrodotto 132 kV Grosseto FS – Orbetello FS	●	●			111
Centro Nord	313-P	Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – Larderello		●			113
Centro Nord	314-P	Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia		●			114
Centro Nord	317-P	Rete metropolitana di Firenze		●		●	116
Centro Nord	318-P	Riassetto di Ferrara		●			118
Centro Nord	319-P	Anello 132 kV Riccione - Rimini		●		●	121
Centro Nord	320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia		●			123
Centro Nord	321-P	Rete area Forlì/Cesena		●			125
Centro Nord	322-P	Rete Nord – Ovest Emilia		●			127
Centro Nord	323-P	Rete AT area di Modena		●			129
Centro Nord	324-P	Rete AT area di Pistoia		●			130
Centro Nord	326-P	Riassetto rete AT a Nord di Bologna		●		●	131
Centro Nord	327-P	Elettrodotto 132 kV Laguna - Faenza		●			134
Centro Nord	333-P	Stazione 380 kV Colunga		●			135
Centro Nord	335-P	Stazione 220 kV Avenza		●			136
Centro Nord	337-P	Rete 132 kV tra Romagna e Toscana		●			137
Centro Nord	338-P	Stazione 380 kV a nord di Grosseto		●	●		139
Centro Nord	339-P	Direttrice 132 kV Talamello-Subbiano all.		●			142
Centro Nord	340-P	Direttrice 132 kV Pian della Speranza-Subbiano all.		●			143
Centro Nord	341-P	Direttrice 132 kV Pontremoli FS-Borgotaro FS-Berceto FS		●			144
Centro Nord	345-P	Stazione 380/132 kV Larderello	●				145

1

| Classificazione
interventi di
sviluppo

2

| Ipotesi di
sviluppo
allo studio

3

| Tabelle
di sintesi

4

Schede degli
interventi
dei Piani di
Sviluppo
precedenti

AREA TERRITORIALE	CODICE INTERVENTO	INTERVENTO	DECARBONIZZAZIONE	SICUREZZA E RESILIENZA	MARKET EFFICIENCY	SOSTENIBILITÀ	PAGINA
Centro Nord	346-P	Stazione 220 kV Colorno		●			147
Centro – Nord	347-P	Elettrodotto 380 kV Parma – S.Rocco			●		148
Nord	348-P	Razionalizzazione rete tra Parma e Piacenza		●		●	149
Centro – Nord	349-P	Stazione 380 kV Piombino	●	●		●	152
Centro Nord / Centro Sud	432-P	Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord	●	●	●	●	153
Centro Nord / Centro Sud	436-P	HVDC Centro Sud / Centro Nord	●	●	●	●	29

TEMPLATE SCHEDA INTERVENTO STANDARD



Descrizione campi

- **Identificativo PdS:** codice univoco identificativo dell'intervento nei Piani di Sviluppo;
- **Identificativo PCI:** codice univoco identificativo dell'intervento nella lista Project of Common Interest (EU 347/2013), ove applicabile;
- **Identificativo TYNDP:** codice identificativo del progetto presente nel Ten Year Network Development Plan (TYNDP), ove applicabile;
- **Identificativo RIP:** progetto presente nel Regional Investment Plan (RIP), ove applicabile;
- **Anno di Pianificazione:** anno di primo inserimento nel Piano di Sviluppo;
- **Zone di Mercato:** Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità;
- **Finalità intervento:** a seconda del beneficio principale legato alle opere che lo costituiscono, ad ogni intervento sono associate una o più delle seguenti finalità (driver), come presentate nel Capitolo 1 del Piano di Sviluppo:
 - Decarbonizzazione;
 - Sicurezza, qualità e resilienza;
 - Market efficiency;
 - Sostenibilità.
- **Obiettivo intervento:** in aggiunta alle finalità (driver) elencate al punto di cui sopra, ad ogni intervento sono inoltre associati uno o più dei seguenti obiettivi:
 - 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);

>>

TEMPLATE SCHEDE INTERVENTO STANDARD

- **Integrazione FER:** riduzione delle limitazioni alla produzione della capacità rinnovabile;
- **Qualità del servizio:** qualità, continuità e sicurezza del servizio elettrico;
- **Resilienza:** resilienza del servizio elettrico;
- **Integrazione RFI:** attività di integrazione in Terna degli impianti/linee della Rete Ferroviaria Italiana;
- **Connessione RTN:** attività per la connessione alla Rete;
- **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:

- iv. Avvio attività ossia avvio iter autorizzativo e/o attività propedeutiche di progettazione della prima opera (in termini temporali) dell'intervento;
- v. Avvio cantieri per la realizzazione della prima opera (in termini temporali) dell'intervento, successivamente alle attività al punto precedente;
- vi. Completamento ed entrata in esercizio dell'ultima opera (in termini temporali) 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 del bene da parte delle autorità competenti ed 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 sui 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.

- **Impatti territoriali:** per ciascun intervento, quantificazione delle seguenti voci di impatto³:

- **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.

con riferimento alle attività di:

- realizzazione
- dismissione
- dismissione e realizzazione.

>>

³ 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.

TEMPLATE SCHEDA INTERVENTO STANDARD

- 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 2020 che al PdS precedente (2019), utilizzando le seguenti milestones/fasi di avanzamento (come illustrato nell’”Allegato ACB 2.0 al Codice di Rete”):
 - Fase 1:** fase di Pianificazione;
 - Fase 2:** fase di Concertazione e/o progettazione;
 - Fase 3:** fase di Autorizzazione (i.e., completamento iter autorizzativo);
 - Fase 4:** fase di Progettazione esecutiva;
 - Fase 5:** fase di Realizzazione dell’opera;
 - Compl.:** opera completata
 - anno/data di avvio iter autorizzativo e/o attività propedeutiche di progettazione;
 - anno di avvio cantieri per la realizzazione, successivamente alle attività al punto precedente;
 - anno di completamento ed 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)

Per ogni area geografica 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.

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

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 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		

>>

TEMPLATE SCHEDA INTERVENTO STANDARD

- **Sintesi Analisi Costi Benefici:** per gli interventi di sviluppo con importo stimato maggiore ai 15 milioni di euro, si riportano gli indicatori economici dei risultati dell'Analisi Costi Benefici effettuata considerando un tasso di attualizzazione del 4% ed un orizzonte di esercizio dell'opera di 25 anni, in linea con quanto indicato nella delibera 627/2016/R/eel e s.m.i. Per tali interventi, e con riferimento agli scenari considerati nel Piano di Sviluppo 2020 sono riportati:

- l'Indice di Utilità per il Sistema (IUS);
- il Valore Attuale Netto all'anno di predisposizione del Piano (VANPdS);
- il Valore Attuale Netto al primo anno di cash flow (VANCOMPL);
- 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;
- **B2a e B2b** - variazione (riduzione) delle perdite di rete calcolata mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico B2a o mediante utilizzo di calcoli di load flow B2b;
- **B3a e B3b** - variazione del rischio di energia non fornita attesa mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico B3a o mediante utilizzo di simulazioni statiche di load flow B3b;
- **B4** - costi evitati o differiti (o 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;
- **B5** - maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) calcolata mediante simulazioni di rete (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);
- **B7n** - variazione (riduzione o incremento) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento calcolato tramite strumento di simulazione di rete;
- **B7z** - variazione (riduzione o incremento) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento calcolato tramite tool di simulazione di mercato;
- **B18** - variazione delle esternalità negative associate all'aumento delle emissioni di CO₂, ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nel beneficio B1 mediante il prezzo della CO₂;
- **B19** - variazione degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO₂ né gas effetto serra;

- **Altri benefici non monetari:**

- **I5** - overgeneration [MWh];
- **I8** - variazione di emissioni di CO₂ [kton];
- **I21** - TTC/Zone di mercato [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 di importo inferiore a 15 milioni di euro è riportata un'indicazione qualitativa dei benefici.

Il CAPEX a vita intera indicato include i costi dell'opera principale e quelli delle altre opere e rappresenta la migliore stima ad oggi disponibile (i costi dell'investimento già sostenuti rappresentano la migliore stima a dicembre 2020).

- **Investimento sostenuto/stimato:** rappresentano le più aggiornate informazioni disponibili relative ai costi sostenuti e agli investimenti previsti.

>>

TEMPLATE SCHEDA INTERVENTO PREMIUM



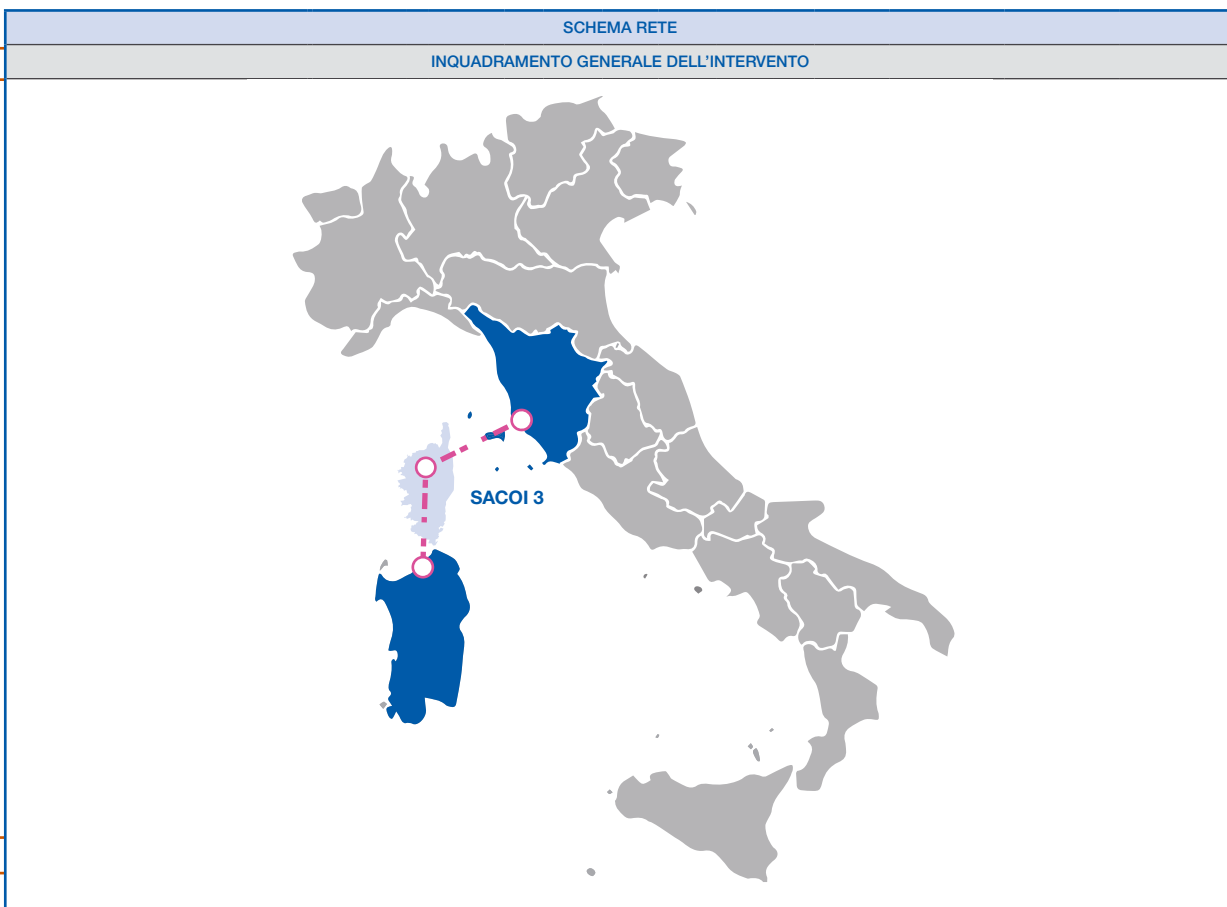
Descrizione campi

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:

- **Interdipendenze o correlazione:** viene introdotta una descrizione dettagliata delle motivazioni per le quali l’intervento è interdependente 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 l’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.

COLLEGAMENTO HVDC SARDEGNA – CORSICA – ITALIA (SA.CO.I.3)			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
301-P	2.4	299	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO	
2011	Sardegna/Toscana	Sardegna/Centro Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>L'attuale collegamento Sardegna-Corsica-Continente (Sa.Co.I 2) è ormai giunto al termine della sua vita utile. Un'eventuale perdita definitiva di tale collegamento 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 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. <p>Con riferimento all'ultimo punto, su richiesta del gestore di rete corso (EDF), è previsto un incremento della potenza prelevata presso l'impianto di Lucciana, che rende necessario, quindi, un intervento di potenziamento della capacità di trasporto del collegamento.</p> <p>Il nuovo collegamento premetterà, 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>Sarà inoltre possibile realizzare il collegamento alla luce delle più recenti evoluzioni tecnologiche, con l'opportunità di fornire un ulteriore contributo in termini di regolazione e stabilità ad un sistema intrinsecamente debole come quello della Sardegna.</p> <p>L'intervento prevede anche opportuni interventi finalizzati a razionalizzare gli impianti della porzione di rete afferente al nodo di Suvereto al fine di minimizzare gli impatti complessivi.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza 2.0
		Integrazione RFI	Transizione ecologica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
	2023	2026	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
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.	
IMPATTI TERRITORIALI ⁴			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	20		3
Dismissione	30	1	
Dismissione e Realizzazione	103		

⁴ L'indicatore I22 si riferisce ai soli km di tracciato terrestre in territorio italiano. Sono presenti ulteriori 400 km di funzionalizzazione in territorio non italiano.



AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '21	PDS '20						
Interconnessione HVDC Sardegna – Corsica - Italia	Fase 3	Fase 3	2017	2023	2026	Si sono svolti Open Day nel corso del 2018 e 2019, in accordo al Regolamento (UE) n. 347/2013. 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 (VIA). Nel corso del 2020 si sono evidenziati ritardi principalmente dovuti al processo autorizzativo lato Italia, che hanno reso necessario posticipare la data di entrata in esercizio del collegamento al 2026. In particolare, i ritardi sono stati causati dall'insediamento della nuova Commissione Tecnica incaricata di svolgere il procedimento VIA. A Dicembre 2020 la Commissione Tecnica VIA ha trasmesso formalmente le richieste di integrazione allo Studio di Impatto Ambientale. Parallelamente, è in fase di preparazione il lancio della procedura di inchiesta pubblica per la parte del progetto, in capo a Terna ed EDF, ricadente sul territorio della Corsica, per il quale analogamente si sono registrati ritardi rispetto alla pianificazione iniziale, in relazione a specifiche richieste pervenute dalle autorità territorialmente competenti.		
SdC HVDC Sardegna	Fase 3	Fase 3	2017	2023	2026			
SdC HVDC Toscana	Fase 3	Fase 3	2017	2023	2026			
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
170 M€/796 ⁵ M€ (OPEX= 0.004%/anno)	NT-IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040		NT-IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040		NT-IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040		NT-IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040	
	IUS	3,8	IUS	2,0	IUS	4,4	IUS	2,7
	VAN _{PDS}	1.826 M€	VAN _{PDS}	652 M€	VAN _{PDS}	2.257 M€	VAN _{PDS}	1.113 M€
	VAN _{COMPL}	2.222 M€	VAN _{COMPL}	794 M€	VAN _{COMPL}	2.746 M€	VAN _{COMPL}	1.355 M€

⁵ I costi indicati in tabella non tengono conto dei contributi previsti a carico della parte francese. Secondo quanto previsto nell'accordo Memorandum of Understanding on the rehabilitation and repowering of the SACOI system (project SACOI3) stipulato da Terna ed EDF l'11 Ottobre 2017, a fronte della realizzazione del SACOI3, e subordinatamente all'approvazione dell'Autorità di Regolazione francese:

- EDF contribuirà ai costi di investimento sostenuti da Terna per la realizzazione del progetto versando, a partire dalla data di entrata in esercizio del collegamento, una capacity fee di 20 M€/anno per 30 anni, correlata alla disponibilità fisica del collegamento per la capacità dedicata all'alimentazione di Lucciana;
- In aggiunta a tale contributo, EDF parteciperà ai futuri costi di O&M del SACOI3 versando a Terna una O&M fee di 2 M€/anno a partire dalla data di entrata in esercizio del collegamento.

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

NT IT 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	-2	
B2a	0	
B3a	11	0,27 GWh
B4	45	
B5b	16	288,043 GWh
B6	0	
B7n	3	
B7z	106	
B16	20	
B18	3	kton
B19	-2	kton

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

NT IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	54	
B2a	0	
B3a	0	
B4	45	
B5b	29	437,514 GWh
B6	0	
B7n	0	
B7z	78	
B16	20	
B18	22	kton
B19	2	kton

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

BAU 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	-1	
B2a	0	
B3a	0	
B4	45	
B5b	3	47,61 GWh
B6	0	
B7n	5	
B7z	18	
B16	20	
B18	3	kton
B19	-6	kton

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

BAU 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	60	
B2a	0	
B3a	0	
B4	45	
B5b	10	155,086 GWh
B6	0	
B7n	0	
B7z	13	
B16	20	
B18	37	kton
B19	-6	kton

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

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

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 loro esigenze, il nuovo HVDC SACOI3 sarà in configurazione bipolare (LCC) e manterrà gli stessi nodi localizzativi rispetto 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:

- Cavi Marini: 120 km c.a.
- Cavo terrestre: 20 km c.a.
- Linee aeree – rinnovamento asset esistente: 270 km c.a.

Inoltre, per poter soddisfare i requisiti di esercizio del futuro collegamento e garantire un'efficace mutua interazione con gli HVDC elettricamente vicini, la soluzione impiantistica scelta consentirà di:

- minimizzare il numero delle mancate commutazioni con un'opportuna progettazione del sistema di regolazione e dei parametri di funzionamento del convertitore, nonché del sistema di raffreddamento valvole e un'adeguata progettazione dei filtri;
- migliorare la gestione del reattivo con particolare attenzione al sostegno della tensione in modo coordinato con i compensatori sincroni;
- eseguire le inversioni del collegamento principale mantenendo con un polo l'alimentazione del nodo di Lucciana a 75 MW;
- implementare lato dc dei sezionatori per consentire le inversioni lente di polarità, mantenendo la polarità preesistente delle linee in corrente continua;
- implementare lato dc dei sezionatori per consentire di raggiungere tutte le configurazioni ipotizzate per le condizioni operative;
- Integrare nel sistema di controllo del HVDC la regolazione del compensatore sincrono.

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 aree 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.

Tenuto conto delle richieste pervenute dalle Amministrazioni territoriali, sono risultati necessari aggiornamenti progettuali finalizzati a ottimizzare il layout della Stazione di conversione presso l'impianto RTN di Suvereto (IT) che hanno comportato un incremento di costo rispetto al PdS 20.

Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati

Il progetto SA.CO.I.3 garantirà principalmente una riduzione dei costi del mercato dei servizi di dispacciamento e dell'energia non fornita.

Per quanto riguarda i costi di MSD, il potenziamento della capacità di trasporto verso la Sardegna attraverso il nuovo collegamento consentirà di contribuire maggiormente al fabbisogno di riserva nell'Isola così come rilevato dalle simulazioni.

Inoltre, il collegamento consente di ottenere un beneficio non trascurabile in termini di energia non fornita, in particolare nello scenario NT-IT 2030.

Infine, questo sviluppo di rete consentirà di ridurre l'over generation e l'essenzialità nell'Isola con i relativi costi, al fine di garantire i vincoli a rete integra della rete sarda.

I21: zone di mercato interessate

Le zone di mercato interessate sono: Sardegna e Centro Nord.

Il nuovo collegamento consentirà di riguardare un incremento della capacità di interconnessione di 400 MW tra Toscana e Sardegna.

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO NT-IT 2030, NT-IT 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	876 M€	796 M€	717 M€
	B7z - Costi evitati MSD Zonale attualizzato PdS	1.043 M€	1.159 M€	1.275 M€
	B7z - Costi evitati MSD Zonale attualizzato anno di completamento	1.220 M€	1.356 M€	1.492 M€
		BENEFICI TOTALI		
Risultati		WORST	FAIR	BEST
	VAN _{PDS}	2.076 M€	2.257 M€	2.438 M€
	VAN _{COMPL}	2.525 M€	2.746 M€	2.967 M€
	IUS	3,9	4,4	5,1
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO BAU 2030, BAU 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	876 M€	796 M€	717 M€
	B4- Costi evitati o differiti attualizzato PdS	514 M€	571 M€	629 M€
	B4- Costi evitati o differiti attualizzato anno di completamento	602 M€	668 M€	735 M€
		BENEFICI TOTALI		
Risultati		WORST	FAIR	BEST
	VAN _{PDS}	991 M€	1.355 M€	1.236 M€
	VAN _{COMPL}	1205 M€	1.113 M€	1.504 M€
	IUS	2,4	2,7	3,1

HVDC CENTRO SUD / CENTRO NORD			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
436-P		338	
ANNO DI PIANIFICAZIONE	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, che raggiunge anche valori come 89 GW nel NT IT contro i 65 GW previsti nel BAU. 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, ed 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 2.0
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ ⁶	AVVIO CANTIERI ⁷		COMPLETAMENTO
2022	2024		2028
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
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 ed il Nord Italia a causa di una crescente penetrazione di generazione rinnovabile nel Sud. 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	276		
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione			

⁶ La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare la migliore soluzione tecnologica e il coordinamento con altri progetti pianificati in HVDC.

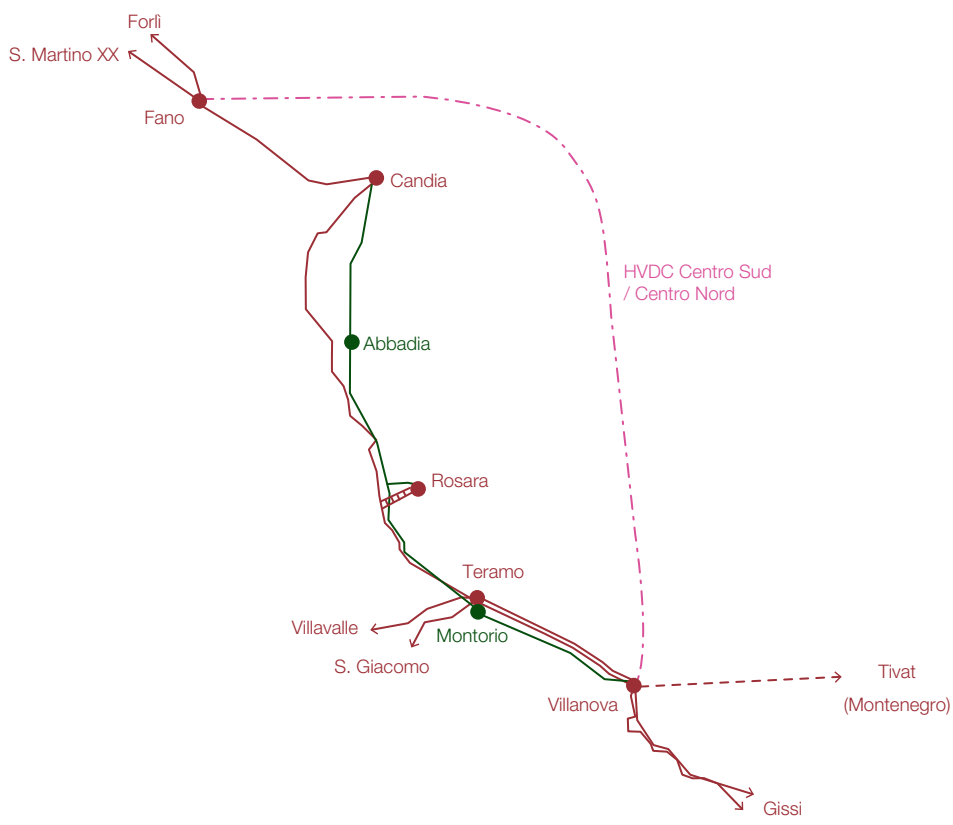
⁷ Nell'eventualità di strumenti normativi straordinari di accelerazione dell'iter autorizzativo, la data può subire anticipazioni – nota valida per tutte le schede.

SCHEMA RETE

INQUADRAMENTO GENERALE DELL'INTERVENTO



FOCUS INQUADRAMENTO RTN



AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '21	PDS '20						
Collegamento HVDC Villanova - Fano	Fase 2	Fase 1	2022	2024	2028			
Stazione di conversione HVDC Fano	Fase 2	Fase 1	2022	2024	2028			
Stazione di conversione HVDC Villanova	Fase 2	Fase 1	2022	2024	2028			
Adeguamento SE 380 kV Fano	Fase 2	Fase 1	2022	2024	2028			
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
<1 M€ / 1.124 M€ (OPEX= 0,27%/anno)	NT IT 2025 NT IT 2030, NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT IT 2025, NT IT 2030, NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT IT 2025 NT IT 2030, NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT IT 2025, NT IT 2030, NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	
	IUS	1,7	IUS	1,3	IUS	1,9	IUS	1,6
	VAN _{PDS}	619 M€	VAN _{PDS}	231 M€	VAN _{PDS}	830 M€	VAN _{PDS}	503 M€
	VAN _{COMPL}	814 M€	VAN _{COMPL}	304 M€	VAN _{COMPL}	1.092 M€	VAN _{COMPL}	662 M€

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

NT IT 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	-4	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	4	70,765 GWh
B6	0	
B7n	44	
B7z	19	
B16	0	
B18	-1	-30,3 kton
B19	1	0,022 kton

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000-1150	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]
I5 - Overgeneration [MWh]	91075	I13 - Variazione resilienza

NT IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	94	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	15	220,947 GWh
B6	0	
B7n	27	
B7z	25	
B16	0	
B18	23	289,2 kton
B19	4	0,106 kton

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000-1150	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]
I5 - Overgeneration [MWh]	931348	I13 - Variazione resilienza

BAU 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	22	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	1	23,41 GWh
B6	0	
B7n	5	
B7z	35	
B16	0	
B18	5	183,9 kton
B19	-14	-0,369 kton

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000-1150	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]
I5 - Overgeneration [MWh]	46246	I13 - Variazione resilienza

BAU 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	53	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	2	32,2 GWh
B6	0	
B7n	6	
B7z	50	
B16	0	
B18	48	446 kton
B19	-8	-0,195 kton

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000-1150	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]
I5 - Overgeneration [MWh]	387116	I13 - Variazione resilienza

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

APPROFONDIMENTI TECNICI

Approfondimenti tecnici sul progetto

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 consente i seguenti vantaggi:

- 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.

Dalle analisi svolte, è risultato, inoltre, che la presenza del collegamento:

- migliora i profili di tensione dell'area anche a seguito di contingenze;
- riduce la profondità dei buchi di tensione a seguito di guasti di elementi di rete;
- riduce le oscillazioni del sistema sia in termini di ampiezza che di durata.

Inoltre, si è dimostrato che il collegamento HVDC Villanova – Fano con una potenza di almeno 1000 MW può portare ulteriori benefici – oltre quelli monetizzati ai sensi della delibera 627/16 - sul sistema elettrico che sono di seguito elencati:

- Miglioramento della stabilità dinamica della rete con una significativa incidenza sulla risposta del sistema a perturbazioni: le Analisi statiche e dinamiche condotte hanno mostrato che a seguito dello scatto più gravoso nella sezione in esame il collegamento HVDC, opportunamente caricato, riesce a rispondere prontamente al guasto migliorando le performance del sistema sia in termini di stabilità della frequenza e delle tensioni, che dell'angolo.
- Miglioramento della flessibilità del sistema elettrico: in particolare, sono state condotte analisi che hanno evidenziato, con il calcolo di diversi indicatori presenti nella letteratura scientifica, come il collegamento in corrente continua adriatico possa permettere un significativo aumento dell'integrazione rinnovabile.

Gli studi hanno confermato le precedenti analisi finalizzate alla definizione dei benefici di sistema introdotti dal collegamento HVDC Villanova – Fano, confermando quanto segue:

- 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 Elettrodotta 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.

Per il nuovo collegamento in HVDC, in linea anche con le previsioni e gli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, sono in corso le attività di approfondimento tecnico e di condivisione con gli Enti interessati e si prevede di avviare la fase di consultazione pubblica, come previsto dall'articolo 9 comma 4 del Regolamento Europeo 347/2013 ed in attuazione del D.L. 76/20, del nuovo progetto HVDC entro il I semestre 2021.

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 (B7).

In particolare, la presenza dell'HVDC consente di aumentare il limite di transito nelle sezioni CN-CS e N-CN e, di conseguenza, di ridurre le ore di congestione da Sud verso Nord, migliorando il SEW. Questo fenomeno è maggiormente evidente nello scenario NT IT rispetto al BAU (rispettivamente con beneficio B1 al 2040 pari a 94 M€ rispetto a 53 M€ del BAU), anche grazie alla maggiore presenza di potenza installata da Fonte Rinnovabile prevista nel NT IT.

Infatti, negli scenari con maggiore penetrazione di fonti rinnovabili, come ad esempio l'NT IT al 2040, si osservano maggiori flussi (incremento di circa 3 TWh) sulle sezioni tra Nord e Centro-Nord e tra Centro-Nord e Centro-Sud per maggiore integrazione delle RES presenti in esercizio e previste nel Sud Italia dallo scenario che riducono le ore di congestione tra sezione a favore di una maggiore capacità di scambio dovuta alla presenza del collegamento stesso.

Il beneficio B7, invece, indica la riduzione dei costi relativi alle movimentazioni su MSD. In particolare, la presenza dell'HVDC consente un duplice beneficio:

- riduzione delle movimentazioni nella Zona Nord, grazie alla maggiore capacità di scambio disponibile tra le zone di mercato che consente di dispacciare impianti maggiormente efficienti in altre zone;
- riduzione delle movimentazioni necessarie alla gestione dei sovraccarichi locali delle direttrici 132 kV della dorsale adriatica. Per quest'ultimo punto, infatti, la presenza dell'HVDC consente la gestione in sicurezza di queste direttrici 132 kV che altrimenti assolverebbero il compito di trasportare l'energia rinnovabile prodotta al Sud verso i nodi di carico del Nord.

Inoltre, l'intervento consente di ridurre i volumi di Over Generation locali e di sistema, grazie alla controllabilità del collegamento e alla maggiore capacità di scambio consentita dall'HVDC. Infatti, l'opera garantisce di trasmettere in sicurezza la produzione FER del Sud verso le aree di carico del Nord, evitandone il taglio nelle ore con maggiore penetrazione. Ciò si riflette sia sulla rete, in termini di riduzione di energia da fonte rinnovabile tagliata per evitare sovraccarichi locali, sia sul mercato, in termini di efficientamento del parco di generazione.

I21: Zone di mercato interessate

Le zone di mercato interessate sono: Centro Nord e Centro Sud.

Il nuovo collegamento consentirà di trarre un incremento della capacità di scambio di 1000 MW tra Centro Sud e Centro Nord.

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO NT IT 2030, NT IT 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	1.236 M€	1.124 M€	1.011 M€
	B1 SEW attualizzato PdS	611 M€	682 M€	754 M€
	B1 SEW attualizzato anno di completamento	804 M€	898 M€	992 M€
		BENEFICI TOTALI		
Risultati		WORST	FAIR	BEST
	VAN _{PDS}	667 M€	830 M€	993 M€
	VAN _{COMPL}	877 M€	1.092 M€	1.307 M€
	IUS	1,7	1,9	2,2
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO BAU 2030, BAU 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	1.236 M€	1.124 M€	1.011 M€
	B7z Costo evitato MSD zonale attualizzato PdS	461 M€	512 M€	563 M€
	B7z Costo evitato MSD zonale attualizzato anno di completamento	606 M€	674 M€	741 M€
		BENEFICI TOTALI		
Risultati		WORST	FAIR	BEST
	VAN _{PDS}	361 M€	503 M€	646 M€
	VAN _{COMPL}	475 M€	662 M€	850 M€
	IUS	1,4	1,6	1,8

Area Nord – Est



11

Interventi per la Decarbonizzazione

16

Interventi per la Sostenibilità



4.1.1 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		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 ed agli scenari previsti, verrà realizzato un riassetto rete tra le stazioni di Camin, Dolo, Malcontenta e Fusina.</p> <p>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.</p> <p>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 ed 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". <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>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza 2.0
		Integrazione RFI	Transizione ecologica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2025	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	55		2
Dismissione	72		5
Dismissione e Realizzazione			

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Elettrodotto 220 kV Stazione IV – Malcontenta– der. Stazione V	compl.	compl.	16.03.2009 (EL-283)	2014	2015	
Elettrodotto 220 kV Stazione IV – Stazione V	Fase 4	Fase 4	23.05.2017 (EL-372)	2019	2021	In data 29.10.2018 è stato autorizzato l'intervento.
Elettrodotto 380 kV Dolo- Camin	Fase 3	Fase 3	22.10.2020 (EL-457)	2022	2025	In data 30.05.2018 è stato ritirato il procedimento VIA. È in corso la rivalutazione del progetto per tener conto delle esigenze territoriali. In data 01.07.2019 è stato ritirato il procedimento EL-362 al MiSE.
Elettrodotto 220 kV Fusina– Stazione IV	Fase 4	Fase 3	09.03.2020 (EL-446)	2021	2025	In data 09.03.2020 Terna ha presentato l'istanza autorizzativa al MiSE per "Razionalizzazione rete AT tra Malcontenta e Fusina".
Elettrodotto 220 kV Fusina– Stazione V	Fase 4	Fase 3	09.03.2020 (EL-446)	2021	2025	
Elettrodotto 220 kV Fusina– Malcontenta	Fase 4	Fase 3	09.03.2020 (EL-446)	2021	2025	
Stazione 380/220/132kV Fusina	Fase 4	Fase 3	09.03.2020 (EL-446)	2021	2025	
Stazione 220 kV Malcontenta	Fase 4	Fase 3	09.03.2020 (EL-446)	2021	2025	
Adeguamenti stazioni 220 kV esistenti	Fase 4	Fase 3	09.03.2020 (EL-446)	2021	2025	
Rimozione limitazioni rete 380 kV, 220 kV e 132 kV	Fase 4	Fase 2	09.03.2020 (EL-446)	2021	2025	
Rimozione limitazioni Cabine Primarie						
Elettrodotto 132 kV Fusina- Sacca Fisola	compl.	Fase 5	6.08.2009 (EL-106)	2013	2018	
Elettrodotto 132 kV Cavallino - Sacca Serenella	compl.	Fase 5	6.08.2009 (EL-106)	2013	2018	
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 Contemporanea, 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 ed 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.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Razionalizzazione rete AT	Fase1	Fase1	2024	2029	2032	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ⁸						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO				BENEFICI		
105 M€ / 370 M€ ⁹				2020, 2025, 2030		
				IUS		1,1
				VAN		50 M€

⁸ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

⁹ Il costo tiene conto del contributo in conto capitale stimato in 50 milioni in assenza del quale lo IUS è minore di 1.

ELETTRODOTTO 220 kV INTERCONNESSIONE ITALIA - AUSTRIA								
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP				
204-P			375					
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO				
2001			Veneto	Nord/Austria				
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>L'attuale elettrodotto 220 kV Soverzene – Lienz, in considerazione del proprio stato di vetustà ed affidabilità, necessita di interventi finalizzati ad incrementarne la resilienza. È pertanto prevista la ricostruzione dell'elettrodotto 220 kV che collega la rete di trasmissione nazionale al nodo di Lienz, in Austria. Le attività comprendono anche interventi di adeguamento dei dispositivi per la regolazione dei flussi di potenza per tener conto della adeguata capacità di interconnessione.</p> <p>Tali interventi saranno sviluppati in sinergia con le esigenze di lungo periodo per l'interconnessione del sistema di trasmissione italiano e quello austriaco. Potranno altresì 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 progetto¹⁰ è stato identificato con un perimetro di interventi piuttosto ampio ed un orizzonte di implementazione di lungo termine.</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio				
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0				
			Integrazione RFI	Transizione ecologica				
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO				
2023		2028		2030				
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
				Dipendenza dagli accordi con il TSO confinante				
IMPATTI TERRITORIALI ¹¹								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione	32		31		3			
Dismissione	32		26					
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '21	PDS '20						
El. 220 kV Lienz (AT) – Nuova SE (IT)	Fase 1	Fase 1	2023	2028	2030	La nuova pianificazione tiene conto della necessità di attivare le attività di concertazione nell'area interessata		
Nuova SE (IT)	Fase 1	Fase 1	2023	2028	2030			
AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '21	PDS '20						
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2027	2029	2032			
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
2 M€ / 83 M€	NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040		NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040		NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040		NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040	
	IUS	8.8	IUS	3.8	IUS	15.8	IUS	6.3
	VAN _{PDS}	489 M€	VAN _{PDS}	178 M€	VAN _{PDS}	932 M€	VAN _{PDS}	332 M€
	VAN _{COMPL}	696 M€	VAN _{COMPL}	253 M€	VAN _{COMPL}	1327 M€	VAN _{COMPL}	473 M€

¹⁰ Con riferimento alla porzione di rete oggetto del presente intervento in passato sono stati effettuati studi finanziati dalla Unione Europea (TEN-E 319/12).

¹¹ Dati riferiti ai km ricadenti in territorio italiano.

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0		
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7n	0		
B7z	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		

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

NT IT 2030

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	2		2
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	4	68,98 GWh	4
B6	0		
B7n	20		20
B7z	0		
B16	0		
B18	-5	-154 kton	-5
B19	12	0,297 kton	12

Altri benefici non monetari	Val.	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	500	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	154
I5 - Overgeneration [MWh]	1.435	I13 - Variazione resilienza	0

NT IT 2040

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	34		34
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0	4,45 GWh	
B6	0		
B7n	24		24
B7z	0		
B16	0		
B18	38	472 kton	38
B19	13	0,34 kton	13

Altri benefici non monetari	Val.	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	500	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	472
I5 - Overgeneration [MWh]	3.867	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2030

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	-1		-1
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0	-3,29 GWh	
B6	0		
B7n	12		12
B7z	0		
B16	0		
B18	-6	-228 kton	-6
B19	7	0,17 kton	7

Altri benefici non monetari	Val.	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	500	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	228
I5 - Overgeneration [MWh]	495	I13 - Variazione resilienza	0

BAU 2040

Benefici Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	3		3
B2a	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	1	14,11 GWh	1
B6	0		
B7n	22		22
B7z	0		
B16	0		
B18	13	117 kton	13
B19	6	0,15 kton	6

Altri benefici non monetari	Val.	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	500	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	117
I5 - Overgeneration [MWh]	31.699	I13 - Variazione resilienza	0

■ B1 - SEW
■ B5b - Integrazione rinnovabili
■ B16 - Opex Evitati o differiti

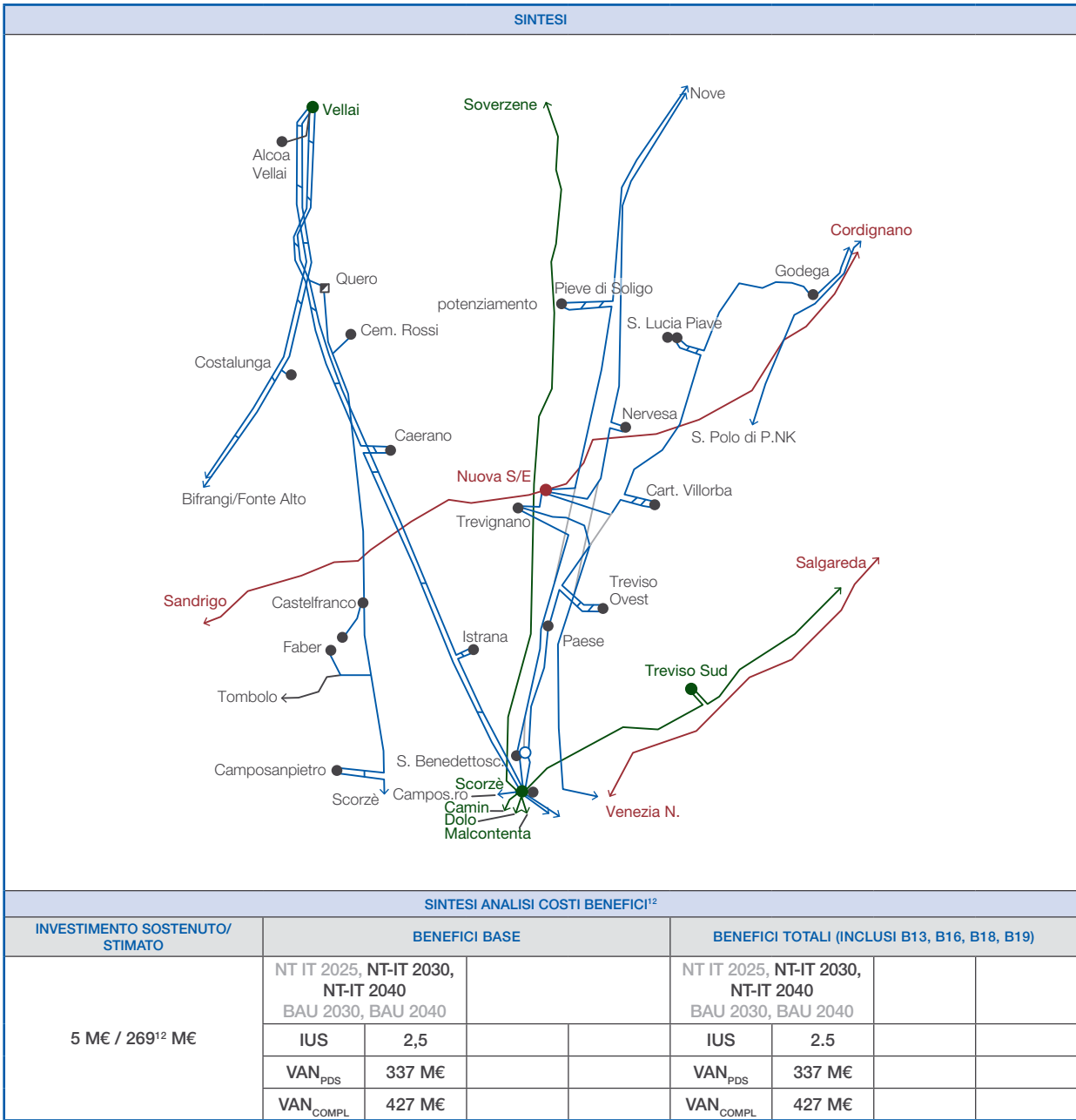
■ B2a - Riduzione Perdite
■ B6 - Investimenti evitati
■ B18 - Riduzione CO₂

■ B3a - Riduzione ENF
■ B7n - Costi evitati MSD Nodale
■ B19 - Rid. NOx, SOx, PM

■ B4 - Costi evitati o differiti
■ B7z - Costi evitati MSD Zonale

STAZIONE 380 KV VOLPAGO			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
206-P			RIP 2017
ANNO DI PIANIFICAZIONE		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 ed inadeguata capacità di trasporto per l'alimentazione dei carichi vincolando l'esercizio 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 ed 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 – Scorzè, 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 ed urgente in relazione alle attuali difficoltà di esercizio ed 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 2.0
		Integrazione RFI	Transizione ecologica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2027	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	74	6	5
Dismissione	18		3
Dismissione e Realizzazione	124	13	3

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuova stazione 380/220/132 kV Volpago e riassetto rete	Fase 2	Fase 2	2022	2024	2027	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare la migliore soluzione localizzativa degli impianti a valle degli incontri che si sono svolti nel 2017 con il territorio (Open Day). Nel corso del 2018, gli incontri con il territorio, hanno imposto la necessità di rivedere le tempistiche per tener conto delle esigenze territoriali. Nel corso del 2019 si sono riscontrate difficoltà di accettazione dell'impianto nel territorio. Sono in corso azioni per individuare soluzioni impiantistiche di compromesso.
Rimozione limitazioni 220 kV Soverzene - Scorzè	Fase 1	Fase 1	2023	2025	2027	La nuova pianificazione temporale è dovuta a ritardi nelle attività di concertazione con il territorio
Rimozione limitazioni rete 132 kV tra Polpet e Volpago	Fase 1	Fase 1	2021	2023	2025	
Rimozione limitazioni Cabine Primarie						
Sezionamento automatizzato S. Benedetto	Fase 4	Fase 2	03.03.2021	2021	2021	La nuova previsione temporale è allineata con la data di deposito DIA
AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2025	2029	2032	



¹² L'incremento del capex è relativo ad un miglioramento dello schema rete sulla base delle esigenze territoriali e contestuale migliore risposta di compromesso del sistema elettrico ad eventi meteorologici estremi offrendo una differenziazione tecnologica degli asset coinvolti. L'ipotesi prevede di consentire il superamento delle limitazioni attraverso la realizzazione di una direttrice 220 kV Polpet - Vellai - Volpago in cavo interrato.

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

NT IT 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	2	35,236 GWh
B3a	36	0,899 GWh
B4	0	
B5b	0	8,79 GWh
B6	0	
B7n	5	
B7z	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 0

NT IT 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	1	17,886 GWh
B3a	45	1,123 GWh
B4	0	
B5b	0	1,62 GWh
B6	0	
B7n	1	
B7z	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 0

BAU 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

BAU 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

ELETTRODOTTO 380 kV UDINE OVEST - REDIPUGLIA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
207-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2002			Friuli Venezia Giulia	Nord/Slovenia		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>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.</p>						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
				2028		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	18				2	
Dismissione	40		1		1	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuovo elettrodotto 380 kV Udine O. – Udine S.– Redipuglia ed opere connesse	compl.	compl.	13.11.2008 (EL-146)/ 06.11.2015 (EL-146bis)	2013/2017	2017	In data 14.2.2017 è stata ri-autorizzata l'opera.
Stazione 380/220 kV Udine Sud	compl.	compl.	13.11.2008 (EL-146)/ 06.11.2015 (EL-146bis)	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.	Fase 4.	16.06.2015 (EL-368)	2019	2020	In data 13.11.2017 è stata autorizzata l'opera. L'intervento è correlato a opere da realizzare a cura dell'utente presso il proprio impianto. La nuova pianificazione tiene conto dei ritardi nell'ottenimento delle servitù.
Rimozione limitazioni rete 380 e 220 kV interconnessa alla Slovenia	Fase 2	Fase 2	2022	2023	2028	La nuova pianificazione tiene conto della necessità di allineare temporalmente tale attività con opere da realizzare in sinergia con il TSO sloveno.
<p>In data 12 marzo 2013 il Ministero dello Sviluppo Economico ha autorizzato Terna alla realizzazione del nuovo collegamento 380 kV "Udine Ovest- Redipuglia" e delle relative opere accessorie. Il Consiglio di Stato con sentenza del 23 luglio 2015 ha annullato il decreto di autorizzazione alla realizzazione della linea elettrica, a fronte del quale è stata avviato proced. aut. di rideterminazione. Il 06.11.2015 il MiSE ha avviato il procedimento autorizzativo. Il 13.11.2015 è stata inviata al MATTM richiesta di rideterminazione della VIA. Il 06.09.2016 è stato emanato nuovo decreto di compatibilità ambientale. Il 18.10.2016 è stata effettuata con esito positivo la Conferenza dei Servizi.</p>						

AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
380 kV Monfalcone - Redipuglia	Fase 3	Fase 3	13.11.2017 (EL-390)	2022	2024	La nuova pianificazione tiene conto dei ritardi derivanti dalle richieste di chiarimento ricevute in data 29.10.2018. L'ulteriore slittamento è dovuto alle complicazioni progettuali per l'individuazione della migliore soluzione tecnica.
132 kV Udine FS - Udine Sud	Fase 4	Fase 3	12.10.2017 (EN-ELR-1719.1)	2020	2022	In data 13.06.2018 è stata autorizzata l'opera.
132 kV Redipuglia FS - Strassoldo FS	Fase 4	Fase 3	13.12.2017	2021	2022	In data 16.10.2018 è stata autorizzata l'opera. Ritardi avvio realizzazione dovuti a necessità di bonifica ordigni bellici preventiva.
132 kV Redipuglia - Ca' Poia	Fase 3	Fase 3	10.08.2017 (EN-ELR-1715.1)	2022	2022	
132 kV Redipuglia - Schiavetti	compl.	Fase 5	13.11.2008 (EL-146)/ 06.11.2015 (EL-146bis)	2013/2017	2018	
132 kV Redipuglia - Manzano	compl.	Fase 4	11.05.2017 (3509/AMB)	2018	2018	In data 20.11.2017 è stata autorizzata l'opera.
132 kV Udine Sud - Cartiere Romanello	Fase 4	Fase 3	12.07.2017 (EN-ELR-1714.1)	2021	2022	In data 14.05.2018 è stata autorizzata l'opera.
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ¹³						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO				BENEFICI		
154 M€ / 169 M€				2020, 2025		
				IUS		12.7-10.2
				VAN		2.121-1.664 M€

¹³ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

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			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2003			Trentino Alto Adige	Nord/Austria		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Al fine di aumentare la capacità di scambio di energia elettrica tra Italia ed Austria, sarà realizzato un collegamento a 132/110 kV con la Regione austriaca del Tirolo attraverso il valico del Brennero. Il collegamento a 132/110 kV su lato italiano è stato realizzato mediante sfruttamento dell'elettrodotto Prati di Vizze – Brennero, attualmente esercito in media tensione. Per consentire la connessione delle reti italiana ed austriaca, esercite a tensioni differenti, è prevista la realizzazione di una nuova stazione 132 kV connessa in entra-esce alla linea 132 kV "Prati di Vizze – Steinach", a cui sarà connesso il distributore territorialmente competente. All'interno della suddetta nuova stazione è prevista l'installazione di 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 Marleno, 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.</p>						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
				2023		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
			Dipendenza da accordo con Tinetz, distributore austriaco			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	3				1	
Dismissione	2					
Dismissione e Realizzazione	14					
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Elettrodotto 132 kV Prati di Vizze - Steinach	compl.	compl.	10.11.2003	2013	2014	
Stazione 132/110 kV Brennero (incluso trasformatore/PST)	Fase 5	Fase 5	22.12.2014	2016	2022	In data 25.02.2016 sono stati autorizzati gli interventi di realizzazione della S/E Brennero, incluso trasformatore/PST. La tempistica di completamento potrebbe subire variazioni derivanti dalle condizioni meteorologiche nell'area e quindi in funzione dei tempi utili in cui è possibile realizzazione gli interventi. Anno di completamento slittato a causa di problematiche di autorizzazione al trasporto delle macchine da installare in stazione, necessarie al corretto funzionamento dell'interconnessione.
Raccordi 132 kV SE Marleno	Fase 4	Fase 2	dic-2018	2020	2023	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare la migliore soluzione localizzata degli impianti sul territorio. 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	Fase 1	Fase 1	2019	2021	2023	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ¹⁴						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO			BENEFICI			
27 M€ / 53 M€			2020, 2025			
			IUS	8,7-7.2		
			VAN	429-344 M€		
SENSITIVITY ANALISI COSTI BENEFICI ¹⁵						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO			BENEFICI			
27 M€ / 53 M€			2020, 2025			
			IUS	16.6-12.2		
			VAN	861-620 M€		

¹⁴ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

¹⁵ L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio dell'intervento con vista del solo consumatore.

ELETTRODOTTO 132 kV REDIPUGLIA – DUINO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
210-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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. Saranno pertanto rimosse le limitazioni del citato elettrodotto prevedendo anche interventi per incrementare la resilienza.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza 2.0	
			Integrazione RFI		Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
					2024	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI		
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	15		13			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Elettrodotto 132 kV Redipuglia - Duino	compl.	compl.	2016	2016	2018	La nuova previsione di completamento tiene conto della riprevisione delle attività di rifinitura nel 2018. La nuova previsione tiene conto delle difficoltà riscontrate nell'effettuare le servitù bonarie.
Elettrodotto 132 kV Redipuglia – Duino (resilienza)	Fase 1	Fase 1	2021	2022	2024	Ritardi legati a difficoltà di accesso ai fondi per poter realizzare interventi di sviluppo.
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€ / 4 M€						

RAZIONALIZZAZIONE RETE AAT/AT PORDENONE									
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP			
213-P									
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO			
2009				Friuli Venezia Giulia/Veneto		Nord			
DESCRIZIONE INTERVENTO									
<p>Al fine di garantire una trasversale tra le lunghe direttrici 380 kV Cordignano - Udine Ovest e 380 kV Venezia Nord – Salgareda – Planais, è prevista la realizzazione di una stazione 380/220/132 kV, presumibilmente presso l'esistente impianto 220/132 kV di Pordenone. La stazione, connessa in entra – esce all'elettrodotto 380 kV "Udine Ovest – Cordignano", consentirà di incrementare la flessibilità di esercizio e migliorare l'affidabilità della direttrice 220 kV Salgareda - Pordenone – Somplago sulla quale sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni. Inoltre, saranno installati dispositivi di sezionamento automatizzato presso la derivazione rigida che alimenta la CP Sesto al Reghena. Sarà eventualmente previsto un piano di razionalizzazione della rete AT nell'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 2.0			
				Integrazione RFI		Transizione ecologica			
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO									
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO					
2021		2021		2027					
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE									
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI					
IMPATTI TERRITORIALI									
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione		2							
Dismissione									
Dismissione e Realizzazione		89		3		2			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI									
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)			
	PDS '21	PDS '20							
Stazione 380/220/132 kV Pordenone e raccordi	Fase 1	Fase 1	2023	2025	2027	La nuova pianificazione temporale è dovuta alla definizione della migliore soluzione tecnica			
Rimozione limitazioni 220 kV Salgareda - Pordenone- Somplago	Fase 1	Fase 1	2023	2025	2027	La nuova pianificazione temporale è dovuta alla definizione della migliore soluzione tecnica			
Sezionamento automatizzato Sesto al Reghena	Fase 2	Fase 2	2021	2021	2021	La nuova previsione temporale tiene in considerazione la stima più aggiornata di deposito DIA			
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI									
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO		BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
<1 M€ / 40 M€		NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040				NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040			
		IUS	7.6			IUS	7.6		
		VAN _{PDS}	234 M€			VAN _{PDS}	234 M€		
		VAN _{COMPL}	296 M€			VAN _{COMPL}	296 M€		

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

NT IT 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	2	36,016 GWh		2
B3a	14	0,45 GWh		14
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	-1			-1
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

NT IT 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	3	41,901 GWh		3
B3a	24	0,787 GWh		24
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

BAU 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

BAU 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

RIASSETTO RETE ALTO BELLUNESE			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
215-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2010	Veneto/Trentino Alto Adige		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Al fine di superare gli attuali rischi per la sicurezza di esercizio locale, le limitazioni della capacità di trasporto delle linee esistenti e al contempo garantire il pieno sfruttamento della produzione idrica dell'alto Bellunese, sono programmati sviluppi di rete nell'area dell'alto Bellunese del Comelico e del Cadore. In particolare, l'intervento prevede la realizzazione dei seguenti rinforzi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • una nuova stazione 220/132 kV connessa agli elettrodotti 220 kV Soverzene – Lienz e 132 kV Ponte Malon – Pelos – der. Campolongo; • due nuovi elettrodotti 132 kV "Somprade – Zuel" e "Zuel – Corvara". <p>Gli interventi consentiranno di superare l'attuale alimentazione in antenna delle CP di Zuel e Corvara e i ridotti margini di sicurezza di esercizio dell'impianto di Somprade. Al contempo sono previsti interventi di installazione di dispositivi di sezionamento automatizzato presso la derivazione rigida che alimenta la CP Campolongo e di rimozione limitazioni sugli elettrodotti 132 kV presenti nell'area con l'obiettivo di adeguare le caratteristiche tecnologiche degli asset agli attuali standard. Tali interventi sono anche finalizzati ad incrementare la resilienza sugli elettrodotti 132 kV Saviner – Corvara, Saviner – Cencenighe, Calalzo – Pelos, Brunico – Dobbiaco, Somprade – Dobbiaco, Calalzo – Zuel, Pelos – Ponte Malon – der Campolongo e Ponte Malon – Somprade.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza 2.0
		Integrazione RFI	Transizione ecologica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
		Dipendenza da accordi con E-Produzione ed e-distribuzione	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	38	17	18
Dismissione	3		
Dismissione e Realizzazione	124	18	26

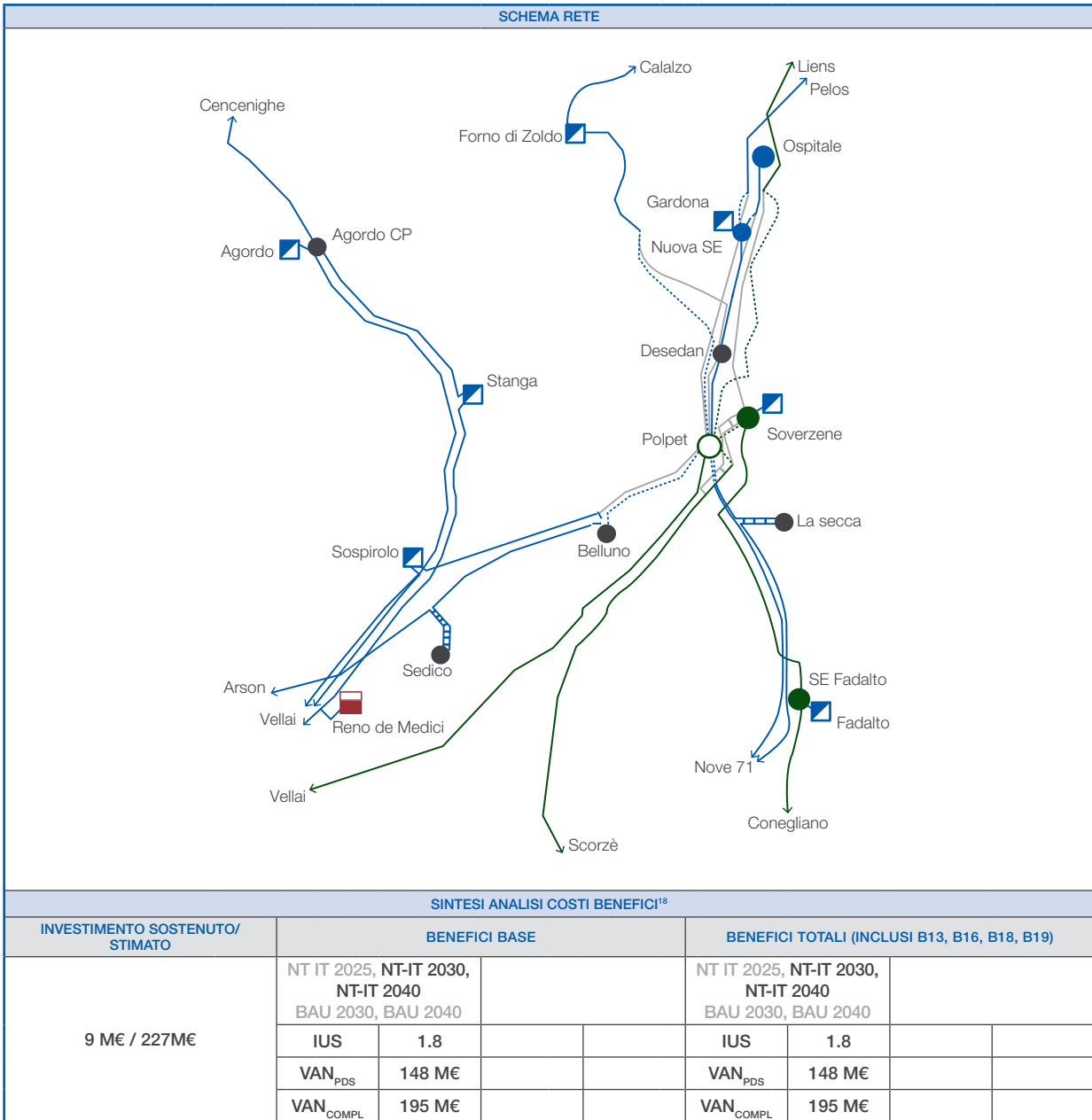
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuova stazione 220/132 kV	Fase 5	Fase 3	16.06.2018 (EL-397)	2020	2022	Sono stati svolti nel 2017 incontri con il territorio (Open Day). A fine 2018 è stata inviata istanza al MISE per una variante al progetto con l'obiettivo di migliorare la soluzione territoriale. In data 26.07.2019 è stata autorizzata l'opera.
Elettrodotto 132 kV Somprade - Zuel	compl.	Fase 4	16.06.2018 (EL-397)	2019	2020	
Elettrodotto 132 kV Corvara - Zuel	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
Rimozione limitazioni 132 kV Brunico - Dobbiaco	compl.	compl.	2016	2016	2016	
Sezionamento automatizzato CP Campolongo	Fase 4	Fase 2	2018	2020	2021	
Elettrodotti 132 kV Saviner - Corvara - Cencenighe	Fase 1	Fase 1	2021	2023	2028	La nuova pianificazione temporale è dovuta a ritardi nella definizione della migliore soluzione progettuale.
Elettrodotti 132 kV Zuel - Calalzo - Pelos	Fase 1	Fase 1	2021	2023	2028	
Elettrodotti 132 kV Brunico - Dobbiaco - Somprade - Ponte Malon	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2028	
Elettrodotti 132 kV Pelos - Ponte Malon - der. Campolongo	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2028	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ^{16 17}						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
39 M€ / 103 M€	Scenario ST 2025, 2030			Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	1,9		IUS	3.2	
	VAN	96 M€		VAN	247 M€	

¹⁶ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

¹⁷ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati stime disponibili.

RAZIONALIZZAZIONE RETE MEDIA VALLE DEL PIAVE			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
216-P			RIP 2017
ANNO DI PIANIFICAZIONE		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. 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. <p>Sono inoltre previsti interventi finalizzati ad incrementare la resilienza. 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 Sicut e Pelos - Polpet – der Gardona) e, a cura di e-distribuzione, presso alcuni elementi d'impianto nelle Cabine Primarie. 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 2.0
		Integrazione RFI	Transizione ecologica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
	2024	2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
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	3
Dismissione e Realizzazione	78	18	1

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuova stazione 220/132 kV Polpet	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2024	2028	La Commissione Tecnica VIA ha espresso parere positivo in data 18 maggio 2017. Il Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo ha espresso parere negativo in data 21 luglio 2017. La Direzione Generale per la Valutazione Ambientale ha interessato il Gabinetto del Ministro perché si attivi con il Consiglio dei Ministri per l'espressione finale. La nuova pianificazione tiene conto dei ritardi autorizzativi.
Elettrodotto 132 kV Desedan - Polpet	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2024	2028	
Elettrodotto 132 kV Forno di Zoldo - Polpet - der. Desedan	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2024	2028	
Stazione 132 kV Gardona	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2024	2028	
Elettrodotto 132 kV Pelos- Gardona - Desedan - Polpet	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2024	2028	
Raccordi 132 kV alla stazione di Polpet degli elettrodotti 132 kV Polpet- Nove, Polpet - La Secca e Polpet - Belluno	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2024	2028	
Raccordi 132 kV alla CP Belluno	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2024	2028	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2028	La nuova pianificazione temporale è dovuta a ritardi nella definizione della migliore soluzione progettuale.
Rimozione limitazioni rete 220 kV	Fase 1	Fase 1	2022	2024	2028	La nuova pianificazione temporale è dovuta ai ritardi nell'autorizzazione della nuova stazione 220/132 kV
Interventi per resilienza	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2028	La nuova pianificazione temporale è dovuta a ritardi nella definizione della migliore soluzione progettuale.
AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2024	2027	2030	



¹⁸ L'incremento del capex è relativo ad un miglioramento dello schema rete sulla base delle esigenze territoriali e contestuale migliore risposta di compromesso del sistema elettrico ad eventi meteorologici estremi offrendo una differenziazione tecnologica degli asset coinvolti. L'ipotesi prevede di consentire il superamento delle limitazioni attraverso la realizzazione di una direttrice 220 kV Polpet - Vellai - Volpago in cavo interrato.

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

NT IT 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	9	169,155 GWh	9	
B3a	11	0,573 GWh	11	
B4	0			
B5b	2	34,13 GWh	2	
B6	0			
B7n	12		12	
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

NT IT 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	5	78,964 GWh	5	
B3a	17	0,827 GWh	17	
B4	0			
B5b	0	6,52 GWh		
B6	0			
B7n	2		2	
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

BAU 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

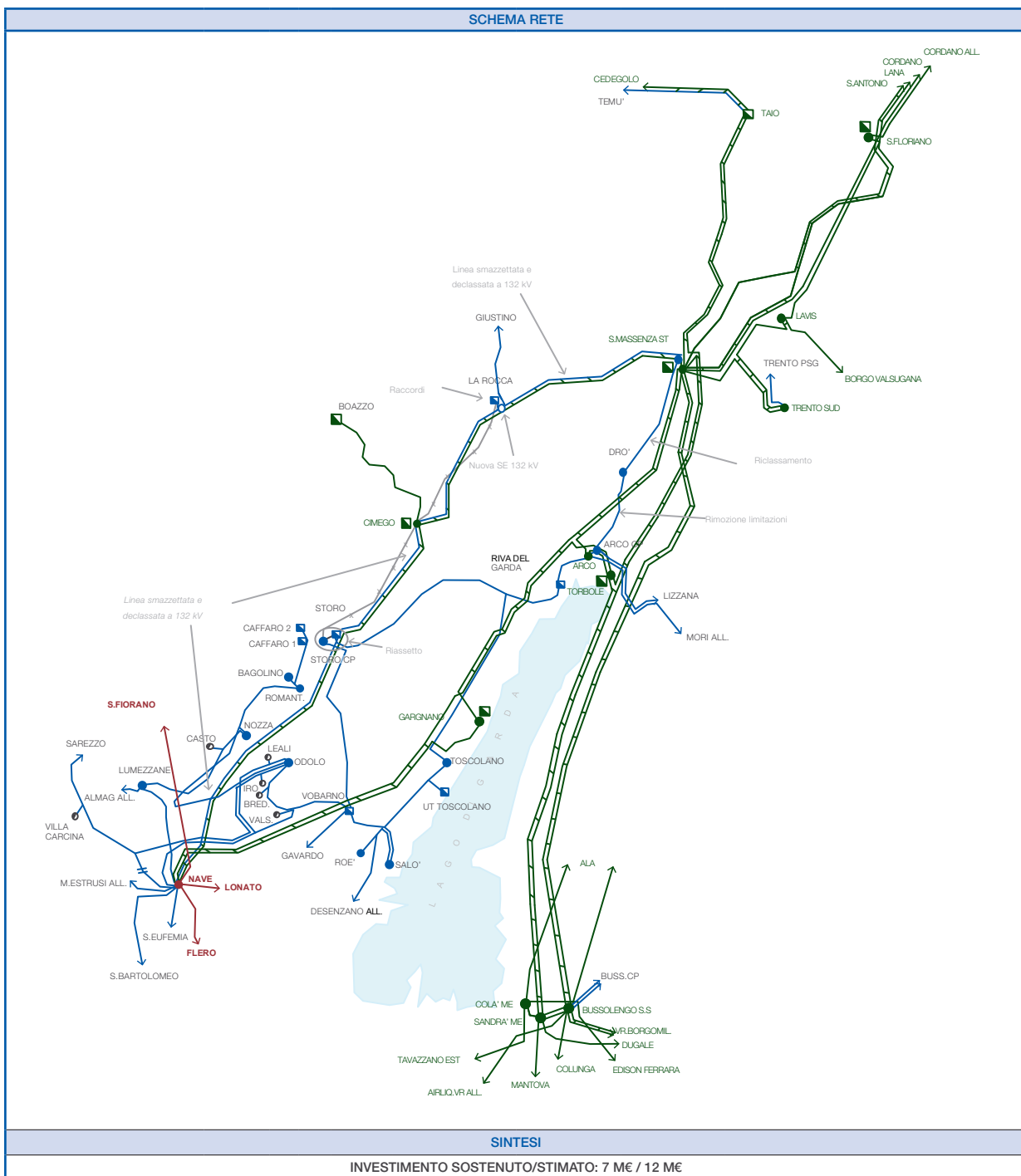
BAU 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- 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			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 prevista la realizzazione di 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 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
			2026			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
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	2021	2023	2026	L'avvio delle attività 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 distributore ed enti locali.
Stazione 220 kV Taio	compl.	compl.	2015	2015	2016	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2018	2022	2025	
Stazione 220 kV S. Massenza	Fase 1	Fase 1	2021	2023	2026	



RAZIONALIZZAZIONE 132 kV TRENTO SUD			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
221-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2003	Trentino Alto Adige		Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>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 ed interventi di rimozione delle limitazioni, i collegamenti "Ora – der. S. Floriano – Mori", "Cirè – Trento Sud", "Cirè – Caldonazzo - B.Valsugana" e "Trento Sud – Mori", anche finalizzati ad incrementare la resilienza di rete. Sarà inoltre prevista l'installazione di dispositivi di compensazione reattiva per garantire gli adeguati standard di sicurezza dell'esercizio. In aggiunta, saranno valutati ulteriori interventi sulla rete dell'area per incrementare la resilienza del sistema elettrico, oltre alla 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.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza 2.0
		Integrazione RFI	Transizione ecologica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
	2021	2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
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	6
Dismissione e Realizzazione	34	1	2

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuova stazione 132 kV Cirè	Fase 3	Fase 3	31.01.2014	2021	2023	In data 25 giugno 2014 è stato avviato dal MiSE l'iter autorizzativo relativo alla rete 220 kV. A dicembre 2014 è stato avviato l'iter autorizzativo relativo agli interventi sulla rete 132 kV presso la Provincia Autonoma di Trento. È in corso presso il MATTM la procedura di VIA per l'intero progetto. È stata ottenuta la VIA ad agosto 2017. Nel 2018 è stato ri-avviato il procedimento presso il MiSE, per gli interventi 220 kV. Ad inizio 2020 è stato ri-avviato il procedimento presso la PAT per gli interventi 132 kV.
Riassetto rete 220 e 132 kV	Fase 3	Fase 3	31.01.2014	2021	2023	
Elettrodotti Cirè – Caldonazzo – B.Valsugana	Fase 1	Fase 1	2024	2027	2030	La nuova pianificazione tiene conto della necessità di attendere la realizzazione della nuova stazione.
Ulteriori interventi per la resilienza	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2030	
Soluzione antenna AT Acciaierie Venete	Fase 1	Fase 1	2022	2027	2030	
AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2027	2029	2032	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
3 M€ / 37 M€	NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040			NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040		
	IUS	3,0		IUS	3.0	
	VAN _{PDS}	58 M€		VAN _{PDS}	58 M€	
	VAN _{COMPL}	82 M€		VAN _{COMPL}	82 M€	

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

NT IT 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

NT IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

BAU 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	1	16,1 GWh		1
B3a	7	0,245 GWh		7
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

BAU 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0	6,81 GWh		
B3a	7	0,241 GWh		7
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

RIASSETTO RETE 220 kV TRENINO ALTO ADIGE						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
222-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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 interventi di rimozione limitazioni. 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 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2021	2025		2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]			
Realizzazione	12		3			
Dismissione	7		1			
Dismissione e Realizzazione	169	12	4			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	Fase 1	Fase 1	2022	2026	2028	
Raccordi 220 kV S/E Naturno	Fase 2	Fase 1	14.04.2021	2022	2023	La nuova pianificazione tiene conto delle difficoltà progettuali e di coordinamento con terzi.
Adeguamento impianto 220 kV Maso Pill	Fase 2	Fase 2	2021	2025	2027	La nuova pianificazione tiene conto dei ritardi dovuti a difficoltà progettuali.
Adeguamento impianto Bolzano e rete afferente	Fase 2	Fase 2	2022	2025	2027	L'avvio attività è stato posticipato per esigenze di valutazioni dell'area disponibile in SE Bolzano
AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2027	2029	2032	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
<1 M€ / 88 M€	NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040			NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040		
	IUS	2.3		IUS	2.3	
	VAN _{PDS}	97 M€		VAN _{PDS}	97 M€	
	VAN _{COMPL}	127 M€		VAN _{COMPL}	127 M€	

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Beneficiari monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

NT IT 2030

Beneficiari monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	9	160,918 GWh
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

NT IT 2040

Beneficiari monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	17	243,723 GWh
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

BAU 2030

Beneficiari monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

BAU 2040

Beneficiari monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

POTENZIAMENTO RETE AT AREA ROVIGO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
225-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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 2.0	
				Integrazione RFI	Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
					2031	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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	5				5	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Raccordi 132 kV all'elettrodotto 132 kV Lendinara – Rovigo ZI	Fase 1	Fase 1	2022	2027	2031	La nuova pianificazione tiene conto dei ritardi dovuti alla valutazione della migliore soluzione progettuale.
Raccordi 132 kV della stazione 132 kV Canaro	Fase 4	Fase 2	20.11.2018	2021	2021	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 sostenuto/stimato: 1 M€ / 2 M€						

STAZIONE 380 kV IN PROVINCIA DI TREVISO (VEDELAGO)						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
227-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
<2001			Veneto	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Le condizioni attuali di esercizio della rete 132 kV confermano l'esigenza di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV nell'area di Vedelago, da inserire in entra - esce all'elettrodotto 380 kV Sandrigo - Cordignano ed opportunamente raccordata alla rete 132 kV locale per consentire anche il superamento dell'antenna di Fonte; presso il nuovo impianto sarà valutata l'installazione di dispositivi di compensazione del reattivo, necessari a garantire il miglioramento dei profili di tensione. L'intervento ha tra le sue finalità quelle di evitare sovraccarichi in caso di fuori servizio di elementi della rete 132 kV, migliorare la qualità della tensione nell'area (caratterizzata da lunghe arterie di sezione limitata) e ridurre la necessità di potenziamento della locale rete 132 kV; a tal fine saranno rimosse le limitazioni sulle linee in doppia terna Vellai-Caerano/Istrana-Scorzè, in modo da realizzare un'arteria a 132 kV di adeguata capacità di trasporto. Le criticità di rete ed il ritardo nel completamento dell'iter autorizzativo rendono necessario anticipare la rimozione dei vincoli sulle direttrici Sandrigo - Tombolo e Scorzè - Dolo CP - Dolo. Saranno valutati anche interventi di razionalizzazione della locale rete AT, che coinvolgeranno anche le stazioni di trasformazione vicine, finalizzati a ridurre l'impatto della rete elettrica sul territorio regionale, nel rispetto degli obiettivi di continuità, affidabilità, sicurezza e minor costo del servizio elettrico. Infine, saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 132 kV, sarà superata l'attuale antenna di alimentazione dell'utente SAPA, previa verifica di fattibilità dell'ampliamento dell'impianto d'utenza. L'intervento nel suo complesso consente di incrementare la resilienza.</p>						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
				2030		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	30				2	
Dismissione	1					
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuova stazione 380/132 kV Vedelago e riassetto rete	Fase 2	Fase 2	2023	2027	2030	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è stata volontariamente aggiornata per consentire la migliore programmazione del totale interventi previsti nel Piano di Sviluppo.
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2021	2022	2024	
Rimozione limitazioni 132 kV Vellai - Caerano - Istrana - Scorzè	compl.	compl.	2014	2015	2018	
Rimozione limitazioni 132 kV Dolo -Dolo CP - Scorzè	compl.	compl.	2014	2015	2018	
Soluzione antenna utente SAPA	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2029	
<p>L'opera, ai fini dell'utilizzo della procedura prevista dalla "Legge Obiettivo è stata inserita tra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001. In data 24 marzo 2003 è stato avviato l'iter autorizzativo presso il Ministero Infrastrutture e Trasporti; in data 3 dicembre 2014 Terna ha richiesto l'archiviazione della domanda di autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'intervento in oggetto.</p>						

AVANZAMENTO ALTRE OPERE								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '21	PDS '20						
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2025	2028	2030			
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ¹⁹								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO				BENEFICI				
10 M€ / 77 M€				2025, 2030				
				IUS			6.2	
				VAN			431 M€	

¹⁹ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

STAZIONE 380 kV SANDRIGO						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
229-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2021		2022		2023		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree stazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Stazione 380 kV Sandrigo (ATR 380/132 kV)	Fase 1	Fase 1	2021	2022	2023	La nuova previsione temporale tiene in considerazione la stima più aggiornata di deposito DIA
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 / 4 M€						

STAZIONE 220 kV ALA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
235-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
2022	2025			2028		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione	4					
Dismissione e Realizzazione	9				1	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Stazione 220 kV Ala, raccordi 132 kV	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	La nuova pianificazione tiene conto dei ritardi dovuti alla valutazione della migliore soluzione progettuale.
Riassetto rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
Elettrodotto 220 kV d.t.Colà - Sandra	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2024	2028	2031	
SINTESI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO: <1 M€ / 11 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		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 ad 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” ed opportunamente raccordata alla rete 132 kV locale per incrementare la flessibilità di esercizio. È inoltre prevista la richiusura della CP di Villaverla alla rete 132 kV locale ed 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 ed 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 – Arsìe, tali opere sono inoltre finalizzate ad 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 2.0
		Integrazione RFI	Transizione ecologica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
		Dipendenza da accordi con e-distribuzione	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	17		
Dismissione	3		
Dismissione e Realizzazione	52	1	1

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Stazione 220/132 kV	Fase 3	Fase 3	23.12.2013 (EL-325)	2021	2023	La nuova previsione tiene conto del ritardo nell'ottenimento delle autorizzazioni. Il decreto autorizzativo è stato ottenuto in data 02.03.2020 (EL-325).
Elettrodotto 132 kV Villaverla – Schio ZI e riassetto rete associato	Fase 2	Fase 2	2022	2026	2030	Lo slittamento volontario della nuova previsione tiene conto della necessità di programmare gli interventi ricadenti nell'area.
Elettrodotto 132 kV Schio- Arsiero	compl.	compl.	12.11.2013 (EL-317)	2016	2019	L'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio è stata ottenuta il 18.06.2015 (EL-317).
Elettrodotto 132 kV Arsiero - Caldonazzo	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2028	Lo slittamento volontario della nuova previsione tiene conto della necessità di programmare gli interventi ricadenti nell'area.
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2030	Lo slittamento volontario della nuova previsione tiene conto della necessità di programmare gli interventi ricadenti nell'area.
Rimozione limitazioni 132 kV Schio – Carpané - Arsie	compl.	compl.	2016	2016	2016	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ²⁰						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
19 M€ / 135 M€	Scenario ST 2020, 2025, 2030			Scenario ST 2020, 2025, 2030		
	IUS	2,7		IUS	2,7	
	VAN	212 M€		VAN	212 M€	

²⁰ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

STAZIONE 220 kV GLORENZA									
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP			
238-P									
ANNO DI PIANIFICAZIONE				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 e 220 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 2.0			
				Integrazione RFI		Transizione ecologica			
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO									
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO				
					2024				
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE									
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI					
IMPATTI TERRITORIALI									
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione									
Dismissione									
Dismissione e Realizzazione		34		30					
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI									
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)			
	PDS '21	PDS '20							
Stazione 220 kV Glorenza	compl.	compl.	2013	2013	2015				
Rimozione limitazioni 220 kV	Fase 2	Fase 2	2021	2022	2024	La nuova previsione tiene conto delle difficoltà tecniche per consentire la realizzazione dello schema di rete.			
Rimozione limitazioni 132 kV	Fase 2	Fase 2	2021	2022	2024				
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ²¹									
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO		BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
		Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030			
7 M€ / 31 M€		IUS	2,5			IUS	2,5		
		VAN	52 M€			VAN	52 M€		

²¹ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

STAZIONE 380 kV DUGALE						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		
239-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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 2.0		
				Integrazione RFI		
				Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2021		2022		2022		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree di stazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Stazione 380 kV Dugale	Fase 1	Fase 1	2021	2022	2022	La nuova previsione temporale tiene in considerazione la stima più aggiornata di deposito DIA
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 5 M€						

ELETTRODOTTO 132 kV CASTELFRANCO – TOMBOLO (EX ELETTRODOTTO 132 kV CASTELFRANCO – CASTELFRANCO SUD)						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
244-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2009			Veneto	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di garantire flessibilità e sicurezza di esercizio della rete 132 kV, saranno rimosse le attuali derivazioni rigide lungo l'elettrodotto "Castelfranco – Tombolo" e ricostruito il tratto di linea compreso tra la CP Castelfranco e la derivazione rigida di Castelfranco valutando l'utilizzo di sostegni in doppia terna.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2021	2026		2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	6					
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Rimozione limitazioni 132 kV Castelfranco - Tombolo	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2030	Ritardi legati all'individuazione della migliore soluzione impiantistica.
Elettrodotto 132 kV d.t.Castelfranco – der. Castelfranco	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 4 M€						

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	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 Vizze – 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 ed 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. L'intervento prevede l'ampliamento dell'impianto per consentire sviluppi e connessioni alla rete 220 kV, con adeguata potenza di trasformazione ed 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. 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 ad 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. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti. Sono peraltro previsti interventi finalizzati ad incrementare la resilienza degli elettrodotti 132 kV Bressanone – Bolzano, Marleno – S.Leonardo, Prati – S.Leonardo, Terme di Brennero – Fleres e Scillar – 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 2.0
		Integrazione RFI	Transizione ecologica
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
		2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
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.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Direttrice 132 kV Terme di Brennero – Bolzano FS	Fase 1	Fase 1	2020	2021	2023	
Riassetto rete 132 kV Bolzano FS - Mori	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2028	Ritardi legati all'individuazione della migliore soluzione impiantistica.
Stazione 132 kV Bressanone (fase 1)	compl.	compl.	2013	2013	2016	
Stazione 132 kV Bressanone (fase 2)	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2028	La nuova pianificazione tiene in considerazione ritardi legati a problematiche di concertazione con il territorio.
Adeguamenti impianti 132 kV	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2028	Ritardi legati all'individuazione della migliore soluzione impiantistica.
Interventi rimozione limitazioni al nodo di Bressanone	Fase 3	Fase 2	20.01.2021	2022	2025	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
6 M€ / 50 M€	NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040				NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040	
	IUS	2.6			IUS	2.6
	VAN _{PDS}	52 M€			VAN _{PDS}	52 M€
	VAN _{COMPL}	69 M€			VAN _{COMPL}	69 M€

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

NT IT 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	4	65,554 GWh	4	
B6	5		5	
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

NT IT 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	9	123,973 GWh	9	
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

BAU 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

BAU 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

B1 - SEW

B2a - Riduzione Perdite

B3a - Riduzione ENF

B4 - Costi evitati o differiti

B5b - Integrazione rinnovabili

B6 - Investimenti evitati

B7n - Costi evitati MSD Nodale

B7z - Costi evitati MSD Zonale

B16 - Opex Evitati o differiti

B18 - Riduzione CO₂

B19 - Rid. NOx, SOx, PM

DIRETTRICE 132 kV OPICINA FS – REDIPUGLIA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP			
246-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2016			Friuli Venezia Giulia	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Opicina e Redipuglia, adeguandola opportunamente agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio, si attueranno inoltre interventi di rimozione limitazioni. 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 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2021	2022		2025			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	31		31			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Direttrice 132 kV Opicina FS – Redipuglia	Fase 1	Fase 1	2021	2022	2025	La nuova pianificazione tiene conto della necessità di coordinare tali attività con una più ampia attività di razionalizzazione nell'area.
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 7 M€						

STAZIONE 220/132 kV S.FLORIANO							
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
249-P							
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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 ed 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 2.0	
				Integrazione RFI		Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO							
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
2021		2026			2028		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE							
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI				
245-P							
IMPATTI TERRITORIALI							
Impatti non significativi							
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '21	PDS '20					
Stazione 220/132 kV S.Floriano	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2028		
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2028		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO		BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
0 M€ / 15 M€		NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040			NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040 BAU 2030, BAU 2040		
		IUS	5,7		IUS	5.7	
		VAN _{PDS}	67 M€		VAN _{PDS}	67 M€	
		VAN _{COMPL}	95 M€		VAN _{COMPL}	95 M€	

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	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

NT IT 2030

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	1	12,5 GWh	1	
B3a	0			
B4	0			
B5b	5	81,778 GWh	5	
B6	0			
B7n	0			
B7z	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

NT IT 2040

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	1	11,8 GWh	1	
B3a	0			
B4	0			
B5b	7	104,718 GWh	7	
B6	0			
B7n	0			
B7z	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

BAU 2030

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	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

BAU 2040

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	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

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

RIASSETTO RETE CANEVA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
250-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2018			Veneto / Friuli Venezia Giulia		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Con l'obiettivo di garantire adeguati margini di flessibilità e sicurezza di esercizio, è previsto un riassetto rete AT tra gli impianti di Nove 71, Caneva e Cordignano, funzionale anche al superamento delle derivazioni rigide presenti. In particolare, è previsto 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.</p> <p>Inoltre, sono previsti:</p> <ul style="list-style-type: none"> • due brevi raccordi dell'elettrodotto 132 kV Sacile – Lancenigo – der. S. Polo di Piave alla sezione 132 kV della stazione 380/132 kV Cordignano; • uno scrocio in corrispondenza per ottenere gli elettrodotti 132 kV Porcia – Casarsa e Sacile RT – Villa Rinaldi. <p>L'intervento consente anche l'integrazione con la rete acquisita da 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 2.0	
			Integrazione RFI		Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2021		2026			2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	2					
Dismissione	2				1	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2030	Lo slittamento volontario della previsione tiene conto della necessità di programmare il monte opere presenti in PdS.
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 4 M€						

STAZIONE 132 kV VIPITENO						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
251-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2018			Trentino Alto Adige	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Con l'obiettivo di garantire adeguati margini di flessibilità e sicurezza di esercizio, soprattutto per impianti di rete significativamente magliati con funzione di smistamento, è previsto l'adeguamento e la ricostruzione in doppia sbarra dello smistamento 132 kV Vipiteno. L'intervento consentirà il miglior sfruttamento degli asset esistenti e l'integrazione con la rete acquisita 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 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2021	2026		2029			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
Interventi relativi alle sole aree di stazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Stazione 132 kV Vipiteno	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2029	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 3 M€						

INTERCONNESSIONE AT DOBBIACO - AUSTRIA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
252-P								
ANNO DI PIANIFICAZIONE				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. È stato quindi ipotizzato di realizzare, di concerto con il gestore di rete di trasmissione austriaco (APG) ed 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. 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 2.0		
				Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO				
2022		2026		2030				
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
215-P				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		2			
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '21	PDS '20						
Nuovo elettrodotto AT Dobbiaco – Sillian/Lienz	Fase 1	Fase 1	2022	2026	2030	Slittamento volontario per tener conto delle verifiche in corso con il distributore locale e della stipula degli accordi di coordinamento con gli operatori di rete confinanti.		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
0 M€ / 52 M€	NT IT 2025, NT IT 2030, NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT IT 2025, NT IT 2030, NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT IT 2025, NT IT 2030, NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT IT 2025, NT IT 2030, NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	
	IUS	6.5	IUS	2.5	IUS	10.3	IUS	3.3
	VAN _{PDS}	215 M€	VAN _{PDS}	60 M€	VAN _{PDS}	366 M€	VAN _{PDS}	91 M€
	VAN _{COMPL}	306 M€	VAN _{COMPL}	85 M€	VAN _{COMPL}	521 M€	VAN _{COMPL}	130 M€

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

NT IT 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	1	1
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	2	34,65 GWh
B6	0	
B7n	18	
B7z	0	
B16	0	
B18	-1	-31 kton
B19	3	0,08 kton

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	30-163	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] 31
I5 - Overgeneration [MWh]	184	I13 - Variazione resilienza 0

NT IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	12	12
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	2	25,37 GWh
B6	0	
B7n	10	
B7z	0	
B16	0	
B18	13	165 kton
B19	4	0,11 kton

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	80-160	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] 165
I5 - Overgeneration [MWh]	15.064	I13 - Variazione resilienza 0

BAU 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	2	38,26 GWh
B6	0	
B7n	8	
B7z	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	30-163	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] 0
I5 - Overgeneration [MWh]	38.263	I13 - Variazione resilienza 0

BAU 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	-7	-7
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	4	56,71 GWh
B6	0	
B7n	12	
B7z	0	
B16	0	
B18	1	12 kton
B19	3	0,07 kton

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	80-160	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] -12
I5 - Overgeneration [MWh]	13.669	I13 - Variazione resilienza 0

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

STAZIONE 220/132 kV PADRICIANO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
253-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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 elettrodotto 132 kV Padriciano –Elettra GLT (c.d. Servola AT) – Servola UT ed 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 2.0	
				Integrazione RFI	Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2021		2026		2029		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
			Dipendenza da accordi con altri gestori di rete ed altri titolari di asset AT			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
Impatti non significativi						
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2029	
Stazione 220/132 kV Padriciano	Fase 1	Fase 1	2021	2026	2029	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 11 M€						

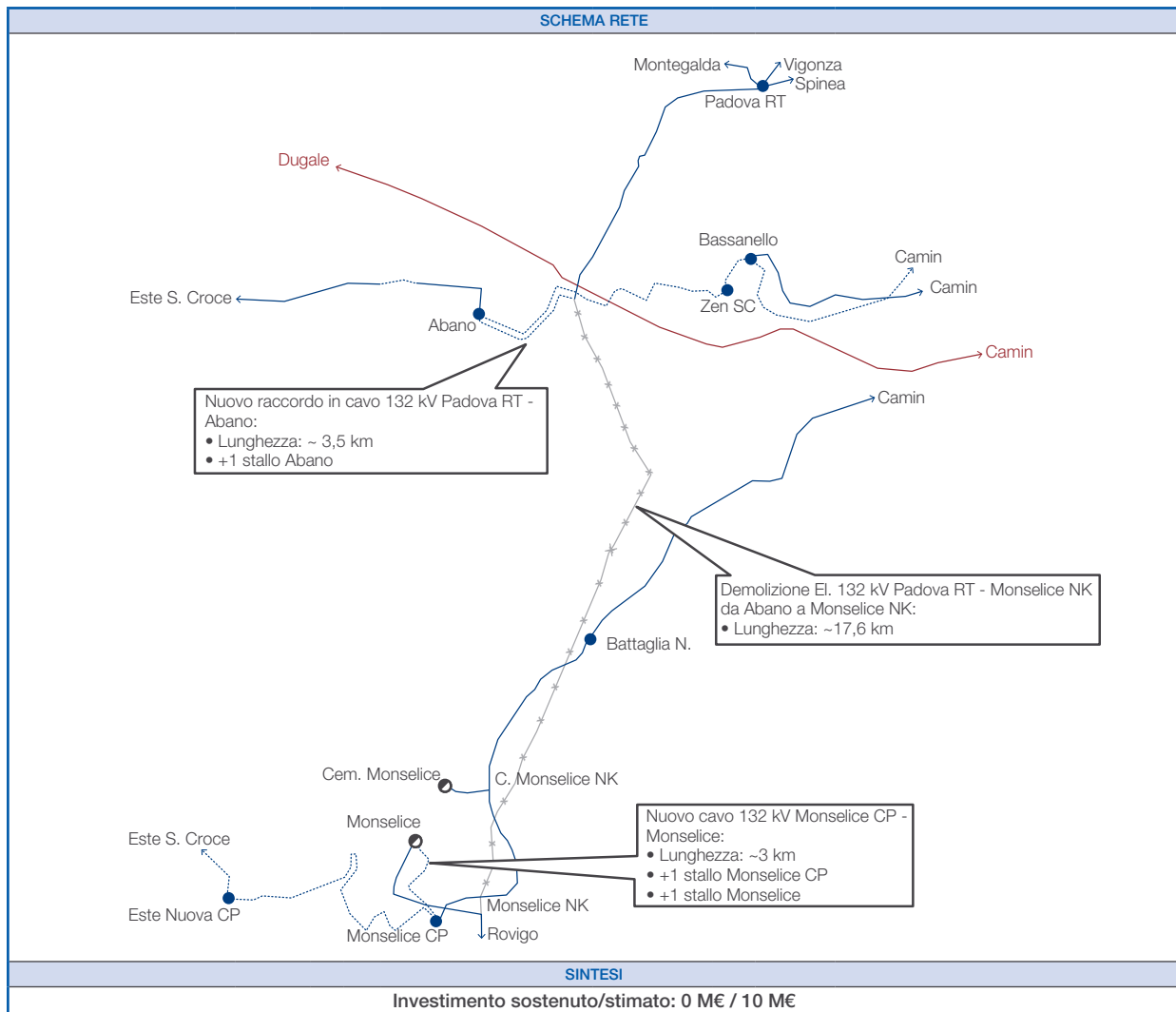
ELETTRODOTTO 380 KV VENEZIA NORD - SALGAREDA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
254-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2019			Veneto	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
La porzione di rete 380 kV del Triveneto è oggi interessata dai flussi di potenza in import dalla Slovenia che causano situazioni di elevato transito sull'elettrodotto 380 kV 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 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
2022	2026			2030		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	31		1			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Elettrodotto 380 kV Venezia Nord - Salgareda	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2030	La nuova pianificazione tiene conto del fatto che la soluzione di rimozione limitazioni puntuale non è perseguibile, da studiare soluzione più idonea a traguardare il superamento delle limitazioni.
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 14 M€						

ELETTRODOTTO 132 kV PREDAZZO - MOENA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
255-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE				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 2.0	
			Integrazione RFI		Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2023		2025			2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuovo elettrodotto 132 kV Predazzo - Moena	Fase 1	Fase 1	2023	2025	2028	La nuova previsione tiene in considerazione la necessità di coordinarsi con le attività di connessione in tale area
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/ 11 M€						

RISOLUZIONE ANTENNA UTENTE FERRIERE NORD						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
256-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
2021	2024			2027		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
			Coordinamento con utente Ferriere Nord			
IMPATTI TERRITORIALI						
Impatti non significativi						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Risoluzione antenna	Fase 1	Fase 1	2023	2025	2027	La nuova pianificazione tiene conto di ritardi nelle attività di progettazione dell'opera
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/ 10 M€						

RIASSETTO RETE AD OVEST DI PADOVA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
257-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2020			Veneto		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO						
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. Infatti, quest'ultima attualmente è collegata ad 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: <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. 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.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio		
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2024		2026			2029	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	9					
Dismissione	2					
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Raccordi Castegnere	Fase 1	2024	2026	2029		
Collegamento in cavo Castegnere- Montegalda	Fase 1	2024	2026	2029		
SCHEMA RETE						
<p>Nuovo entra-escei dall'El. 132 kV Montebello-Padova RT-der. Lerino sulla S/E 220/132 kV Castegnere:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Lunghezza: ~ 2 x 1,5 km • + 2 stali 132 kV Castegnere <p>Nuovo collegamento 132 kV Castegnere-Montegalda in cavo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Lunghezza: ~ 6,5 km • + 1 stallo Castegnere • +1 stallo Montegalda 						
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 11 M€						

RIASSETTO RETE AREA DI ABANO						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
258-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2020			Veneto	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>Con l'ausilio di tale intervento di sviluppo si potrà garantire una maggiore sicurezza e flessibilità di esercizio della rete in questione, ed al contempo una più efficiente integrazione degli asset acquisiti da 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 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
2023	2025			2028		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	6					
Dismissione	18				1	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Raccordo in cavo Padova RT-CP Abano	Fase 1		2023	2025	2028	
Collegamento in cavo Monselice- Monselice CP	Fase 1		2023	2025	2028	
Dismissioni rete AT	Fase 1		2023	2025	2028	



RAZIONALIZZAZIONE RETE AT VERONA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
259-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO1
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> <ol style="list-style-type: none"> 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 kV Bussolengo SS – Mincio, 220 kV Sandra – Dugale, e il raccordo della sezione 132kV della SE di Dugale verso Campo Marzo. Il completamento delle richiusure sulle nuove SE consentirà di demolire una porzione di rete limitrofa; 2. Razionalizzazione area a Ovest di Verona: si prevede l'integrazione della rete acquisita da RFI con la RTN al fine di costituire la direttrice 132 kV Domegliara RT – Bussolengo MA – Bussolengo SS e di demolire parte della linea 132 kV Domegliara RT – Verona RT e della linea Peri – Verona RT. Si prevede, inoltre, di raccordare in entra-esce i nodi di Ricevitrice Ovest e di Verona RT sulle linee 132 kV Bussolengo SS – Chievo CP e Chievo CE – Ricevitrice Sud, rispettivamente. Infine, è in fase di valutazione la demolizione della direttrice aerea tra Garda NK – Castelnuovo NK la dismissione del nodo di smistamento di Colà; 3. Razionalizzazione area Verona: si prevede l'integrazione della rete acquisita da RFI per costituire la direttrice 132 kV Ricevitrice Sud – Ca del Bue – Caldiero e per raccordare Buttapietra verso Ricevitrice Sud. 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; 4. Razionalizzazione area ad Est di Verona: si prevede la realizzazione di una direttrice 132kV Pedemonte – Grezzana – Lugo CP – Masocorona tramite piccoli raccordi e il riassetto della porzione di Rete in oggetto. Inoltre, sarà realizzata una nuova direttrice in cavo 132 kV Campo Marzo – Ricevitrice Nord – Verona Est. <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. Inoltre, le demolizioni previste potranno essere attuate solo a seguito del completamento dell'intero intervento di sviluppo e delle opere connesse.</p> <p>Il riassetto della rete proposto mira al raggiungimento di diversi obiettivi tra i quali: l'aumento della gestione e l'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 2.0
		Integrazione RFI	Transizione ecologica
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2023	2027	2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
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		5
Dismissione	83	5	6
Dismissione e Realizzazione	2		

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
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		2023	2027	2030	
Riassetto rete 132 kV per realizzare la direttrice Pedemonte – Grezzana – Lugo CP – Masocorona	Fase 1		2023	2027	2030	
Richiusura antenne strutturali 220 kV	Fase 1		2023	2027	2030	
Direttrice in cavo 132 kV Campo Marzo – Ricevitrice Nord – Verona Est	Fase 1		2023	2027	2030	
Nuova sezione 220 kV presso la SE di Ricevitrice Sud e relativi raccordi 220 kV e 132 kV	Fase 1		2023	2027	2030	
Riassetto rete AT per realizzare la direttrice 132 kV Domegliara RT – Bussolengo MA – Bussolengo SS e demolizioni associate	Fase 1		2023	2027	2030	
Riassetto rete AT per realizzare la direttrice 132 kV Ricevitrice Sud – Buttapietra	Fase 1		2023	2027	2030	
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		2023	2027	2030	
Demolizione direttrice 132 kV Garda NK – Castelnuovo NK	Fase 1		2023	2027	2030	
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
SE di smistamento di Colà	Fase 1		2023	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 105 M€						

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

NT IT 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

NT IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

BAU 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	17	0,422 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

BAU 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	17	0,422 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

4.1.2 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) ed 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.

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.

4.1.3 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 L'AUSTRIA AI SENSI DELLA LEGGE 99/2009 E S.M.I.									
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP			
100-I				26					
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO			
2010				Trentino Alto Adige		Nord-Austria			
DESCRIZIONE INTERVENTO									
L'intervento è previsto ai sensi dell'articolo 32 della legge 99/2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" e del decreto legge 3 del 2010 (coordinato con la legge di conversione 41 del 21 marzo 2010). Il progetto prevede un nuovo collegamento a 220 kV tra la futura stazione 380/220 kV di Nauders in Austria e l'esistente stazione 220 kV di Glorenza (BZ), comprensivo delle opere connesse di adeguamento degli impianti esistenti sia in Italia che in Austria. La stazione di Nauders (nella quale sarà installato un PST per la regolazione dei flussi di potenza) sarà connessa in entra-esce all'elettrodotto 380 kV Pradella – Westiroll.									
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO					
Decarbonizzazione		Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER		Qualità del Servizio			
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA			
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza 2.0			
				Integrazione RFI		Transizione ecologica			
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO									
AVVIO ATTIVITÀ			AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
			2019 ²²			2023			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE									
CON ALTRE OPERE					DA ACCORDI CON TERZI				
Stazione 220 kV Glorenza (238 – P)					Dipendenza da accordi con il TSO austriaco APG ²³ e con i soggetti finanziatori ex L.99/2009				
IMPATTI TERRITORIALI ²⁴									
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione		26				1			
Dismissione									
Dismissione e Realizzazione									
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI									
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)			
	PDS '21	PDS '20							
Elettrodotto 220 kV Nauders – Glorenza	Fase 5 ²⁵	Fase 3	02.02.2015 (EL.354)	2019	2023	In data 18/04/19 è stata ottenuta l'autorizzazione alla realizzazione del nuovo collegamento Italia – Austria e delle relative opere connesse ricadenti in territorio italiano.			
Rimozione limitazioni rete esistente	Fase 3	Fase 3	28.05.2018 (EL-396)	2019	2023				
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ^{26 27 28}									
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO		BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
2 / 85 M€		SCENARIO ST 2020, 2025		SCENARIO DG 2020, 2025		SCENARIO ST 2020, 2025		SCENARIO DG 2020, 2025	
		IUS	16,7	IUS	6,2	IUS	23,5	IUS	13,4
		VAN	762 M€	VAN	254 M€	VAN	1.084 M€	VAN	599 M€
SENSIBILITÀ ANALISI COSTI BENEFICI ^{29 30}									
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO		BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
2 / 85 M€		SCENARIO ST 2020, 2025		SCENARIO DG 2020, 2025		SCENARIO ST 2020, 2025		SCENARIO DG 2020, 2025	
		IUS	24,9	IUS	20,4	IUS	31,6	IUS	27,8
		VAN	1.153 M€	VAN	939 M€	VAN	1.475 M€	VAN	1.284 M€

²² Data di ottenimento dell'autorizzazione e avvio attività propedeutiche (asservimenti, bonifiche, etc..) alla realizzazione

²³ Sottoscritto Cooperation Agreement fra Terna e il gestore austriaco APG in data 14 Dicembre 2017.

²⁴ Dati riferiti ai km ricadenti in territorio italiano.

²⁵ In fase di avvio le attività di realizzazione.

²⁶ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

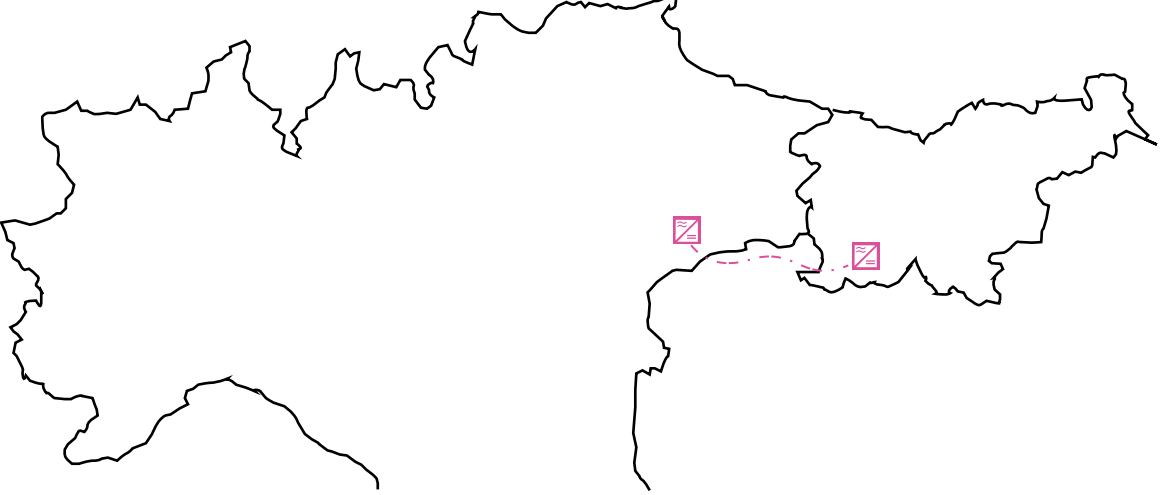
²⁷ Ai sensi della legge 99/ e s.m.i. è previsto il riacquisto in ambito RTN dell'infrastruttura alla fine del periodo stimato di esenzione.

²⁸ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

²⁹ L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio dell'intervento con vista del solo consumatore.

³⁰ Ai sensi della legge 99/ e s.m.i. è previsto il riacquisto in ambito RTN dell'infrastruttura alla fine del periodo stimato di esenzione.

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			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2010			Veneto	Nord-Slovenia		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
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 degli studi con il gestore sloveno ELES, che hanno portato alla definizione del progetto relativo a un nuovo collegamento HVDC in cavo da Salgareda alla rete slovena di altissima tensione con le necessarie opere di decongestionamento interno della RTN. Al contempo si sta valutando un efficientamento del progetto attraverso lavori di rimozione 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. Il nuovo Interconnector consentirà di aumentare la capacità di trasporto alla frontiera nord, garantendo una maggiore capacità di scambio tra Italia e Slovenia.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
	2023			2028		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	38		2		2	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
HVDC Divaca - Salgareda	Fase3	Fase3	13.09.2012 (EL-308)	2024	2028	Iter autorizzativo in corso
Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla Slovenia	Fase1	Fase1	2022	2023	2028	La nuova pianificazione tiene conto della necessità di allineare temporalmente tale attività con opere da realizzare in sinergia con il TSO sloveno.
APPROFONDIMENTI TECNICI						
<p>In data 22 dicembre 2020 l'"Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente" ha espresso il parere 574/2020/I/EEL, nel quale, tra le altre questioni, ha richiesto di mettere in valutazione il progetto di Interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, quindi senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale, considerando, come riporta il parere stesso:</p> <ul style="list-style-type: none"> • il sostanziale stallo dell'intervento di interconnessione HVDC Italia - Slovenia da parte slovena; • l'insufficiente utilità dell'intervento per il sistema elettrico italiano emersa dal riesame condotto sulla ACB dell'intervento nello schema di Piano 2020, scenario BAU, benefici base; • le indicazioni del rapporto capacità obiettivo 2020 di limitata utilità per il sistema elettrico nazionale di ulteriori sviluppi all'interconnessione est; • la possibilità di incrementare la capacità di trasporto con soluzioni diverse dall'HVDC. <p>Per quanto riguarda la programmazione delle attività di sviluppo del progetto, si fa presente che Terna ha proseguito l'interlocuzione con il TSO sloveno ELES, il quale, nel 2019, ha avviato uno studio di fattibilità tecnico-economica che è previsto concludersi nel 2021. In esito a tali valutazioni sarà possibile definire le condizioni e le tempistiche per l'implementazione del progetto.</p> <p>Terna, per tenere in considerazione il parere Arera sopra riportato, ha escluso l'intervento di sviluppo in oggetto dalla rete base, cosicché le simulazioni effettuate per gli altri interventi di sviluppo fossero svincolate da tale interconnessione. Pertanto, si è proceduto con la valutazione dell'Interconnector Italia-Slovenia mediante Analisi Costi Benefici, per poter confermare la sua utilità per il Sistema.</p> <p>I risultati delle analisi permettono di definire i seguenti benefici principali:</p> <ul style="list-style-type: none"> • incremento della sicurezza di esercizio: minori sovraccarichi sulla RTN alla frontiera Nord. Si registra infatti un beneficio in termini di minori costi di ridispatchamento (B7) pari a 45-80 M€/y per lo scenario NT-IT e 17/35 M€/y per lo scenario BAU; • riduzione delle esternalità emesse da fonti di produzione meno efficienti dell'est Europa nei casi in cui l'interconnector funziona in export. Ad esempio, nello scenario BAU 40, in cui il saldo import/export alla frontiera slovena è pari a circa 3 TWh in export, è stata valutata una riduzione di CO₂ pari a circa 1700 kton grazie alla presenza dell'intervento. 						

SCHEMA RETE								
								
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ³¹								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
5 M€ / 400-450 M€	NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		NT IT 2025, NT-IT 2030, NT-IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	
	IUS	4.6	IUS	1.6	IUS	5.2	IUS	9.9
	VAN _{PDS}	562 M€	VAN _{PDS}	93 M€	VAN _{PDS}	656 M€	VAN _{PDS}	1.407 M€
	VAN _{COMPL}	740 M€	VAN _{COMPL}	122 M€	VAN _{COMPL}	863 M€	VAN _{COMPL}	1.852 M€

³¹ Ai sensi della legge 99/ e s.m.i. è previsto il riacquisto in ambito RTN dell'infrastruttura alla fine del periodo stimato di esenzione.

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

NT IT 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	-5	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	7,19 GWh
B6	0	
B7n	85	
B7z	0	
B16	0	
B18	-14	-440 kton
B19	20	0,52 kton

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] -440
I5 - Overgeneration [MWh]	16947	I13 - Variazione resilienza 0

NT IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	9	
B2a	0	
B3a	0	0,011 GWh
B4	0	
B5b	1	18,16 GWh
B6	0	
B7n	39	
B7z	0	
B16	0	
B18	-1	-4 kton
B19	10	0,24 kton

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] -4
I5 - Overgeneration [MWh]	65633	I13 - Variazione resilienza 0

BAU 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	1	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	6,46 GWh
B6	0	
B7n	35	
B7z	0	
B16	0	
B18	-2	-78 kton
B19	10	0,25 kton

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] -78
I5 - Overgeneration [MWh]	2483	I13 - Variazione resilienza 0

BAU 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	-6	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	1	20,25 GWh
B6	0	
B7n	17	
B7z	0	
B16	0	
B18	185	1710 kton
B19	-18	-0,45 kton

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] 1710
I5 - Overgeneration [MWh]	94835	0

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

4.2.1 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			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 ed 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 di incrementare la resilienza e 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, prevedendo anche interventi finalizzati ad incrementare la resilienza dell'elettrodotto 132 kV Tavola – Prato Autostrada. Al fine di migliorare l'affidabilità della rete AT, incrementando la resilienza, 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 2.0	
			Integrazione RFI		Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
		2021			2035	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Elettrodotto 380 kV Calenzano - S.B. Querceto- Colunga	Fase 4	Fase 3	29.10.2009 (EL-173)	2021	2023	In data 17/11/2014 è stato emesso il decreto VIA per l'elettrodotto 380 kV Calenzano-Colunga. Sono attualmente in corso le ottemperanze alle prescrizioni in fase pre-autorizzativa. In data 24.11.2020 è stata autorizzata l'opera (Decreto Interministeriale n. 239/EL-173/324/2020 del 24 novembre 2020)
Stazione 380 kV S.B. Querceto	Fase 4	Fase 3	29.10.2009 (EL-173)	2021	2023	
Stazione 380 kV Calenzano	Fase 4	Fase 3	2009	2021	2023	
Stazione 380 kV Colunga	Fase 4	Fase 3	2009	2021	2023	
Nuova stazione 132 kV (Futa)	Fase 4	Fase 3	29.10.2009 (EL-173)	2021	2023	
Sezionamento automatizzato Vaiano (1)	Fase 4	Fase 4	2018	2021	2022	La nuova previsione della tempistica tiene conto dei ritardi dovuti all'emergenza COVID
Sezionamento automatizzato Vaiano (2)	Fase 4	Fase 4	2019	2021	2022	
Sezionamento automatizzato Firenzuola	Fase 4	Fase 4	2018	2021	2022	
Sezionamento automatizzato Roncobilaccio	Compl	Fase 4	2018	2020	2021	
Elettrodotto 132 kV Tavola– Prato Autostrada	Fase 1	Fase 1	2021	2023	2027	

AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Stazione 380/132 kV Bargi	Fase 1	Fase 1	2023	2024	2025	
Elettrodotto 132 kV Ca' Landino – Roncobilaccio	Fase 1	Fase 1	2023	2028	2035	
Elettrodotto 380 kV Bargi - Calenzano	Fase 5	Fase 4	15.05.2018 (EL-395)	2020	2023	È stata chiusa la conferenza dei servizi con richiesta di rilascio intesa regione. 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	2023	2028	2035	

SCHEMA RETE	

SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ³²								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
	PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		PNIEC 2025, PNIEC 2030 DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040	
44 M€ /198 M€	IUS	1,3	IUS	1,4	IUS	1,3	IUS	1,7
	VAN _{PDS}	46 M€	VAN _{PDS}	61 M€	VAN _{PDS}	58 M€	VAN _{PDS}	127 M€
	VAN _{COMPL}	56 M€	VAN _{COMPL}	74 M€	VAN _{COMPL}	71 M€	VAN _{COMPL}	154 M€

³² Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2020 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

RETE AT DI AREZZO						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
305-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2009			Toscana	Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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"; - incremento della resilienza dell'elettrodotto 132 kV Arezzo A – Arezzo B. <p>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.</p>						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
				2028		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Stazione 220 kV Arezzo C (batteria condensatori)	compl.	compl.	2015	2015	2015	
Stazione 220 kV Arezzo C (ricostruzione doppia sbarra)	Fase 4	Fase 4	2019	2022	2023	La nuova previsione della tempistica tiene conto dei ritardi dovuti all'emergenza COVID
Elettrodotto 132 kV S. Barbara – Montevarchi– Levane – La Penna – Arezzo C	Fase 1	Fase 1	2023	2025	2028	Sono necessari ulteriori approfondimenti progettuali
Elettrodotto 132 kV Arezzo C – Arezzo A	Fase 1	Fase 1	2023	2025	2028	Sono necessari ulteriori approfondimenti progettuali
Elettrodotto 132 kV Arezzo C – Arezzo B	Fase 1	Fase 1	2023	2025	2028	Sono necessari ulteriori approfondimenti progettuali
Elettrodotto 132 kV Arezzo A – Arezzo B	Fase 1	Fase 1	2023	2025	2028	Sono necessari ulteriori approfondimenti progettuali
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 7 M€						

RIASSETTO RETE 380 E 132 kV AREA DI LUCCA											
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP					
306-P											
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO						
2008			Toscana		Centro Nord						
DESCRIZIONE INTERVENTO											
<p>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 tra 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:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ridurre gli impegni della rete a 132 kV che dalle stazioni di trasformazione di Marginone, Acciaiole ed Avenza alimenta l'area di Lucca e Pisa; • ridurre l'elevato impegno delle trasformazioni di Marginone, Acciaiole ed Avenza; • garantire la copertura del fabbisogno anche a fronte della crescita del carico ed 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. Inoltre, sono previsti interventi finalizzati ad incrementare la resilienza degli elettrodotti 132 kV "Diecimo – Pian della Rocca", "Pian della Rocca – Fornaci di Barga" e "Pescia – Villa Basilica". 											
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO								
Decarbonizzazione		Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER		Qualità del Servizio					
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA					
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza 2.0					
				Integrazione RFI		Transizione ecologica					
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO											
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO						
		2026			2028						
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE											
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI							
IMPATTI TERRITORIALI											
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]					
Realizzazione		2									
Dismissione											
Dismissione e Realizzazione		32				2					
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI											
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)					
	PDS '21	PDS '20									
Stazione 380/132 kV area di Lucca	Fase 3	Fase 3	23.01.2014 (EL-324)	2026	2028	In data 27.07.2016 Terna ha inoltrato al MATTM le controdeduzionali osservazioni pervenute. In data 29.03.2018 il parere CT VIA ha prescritto l'alternativa B1. In data 10.04.2018 è stato ricevuto parere negativo del MIBACT. Terna ha interessato il MiTE affinché si attivi con la PdCM per risolvere il contrasto tra il parere della Commissione Tecnica VIA(positivo) e il parere del MIBACT(negativo). La nuova previsione delle tempistiche di avvio realizzazione tiene conto della nuova stima di conseguimento del titolo autorizzativo					
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 3	Fase 3	2019	2026	2028						
Elettrodotto 132 kV Diecimo – Pian della Rocca	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2026						
Elettrodotto 132 kV Pian della Rocca – Fornaci di Barga	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2026						
Elettrodotto 132 kV Pescia – Villa Basilica	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2026						
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI											
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO		BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)						
2 M€ / 62 M€		NT IT 2025, NT IT 2030NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040				NT IT 2025, NT IT 2030NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040					
		IUS		3,4		IUS		3,4			
		VAN _{PDS}		123 M€				VAN _{PDS}		123 M€	
		VAN _{COMPL}		161 M€				VAN _{COMPL}		161 M€	

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

NT IT 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

NT IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

BAU 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	2	5 MW		2
B3a	8	0,202 GWh		8
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

BAU 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		
B1	0			
B2a	3	8 MW		3
B3a	14	0,3587 GWh		14
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

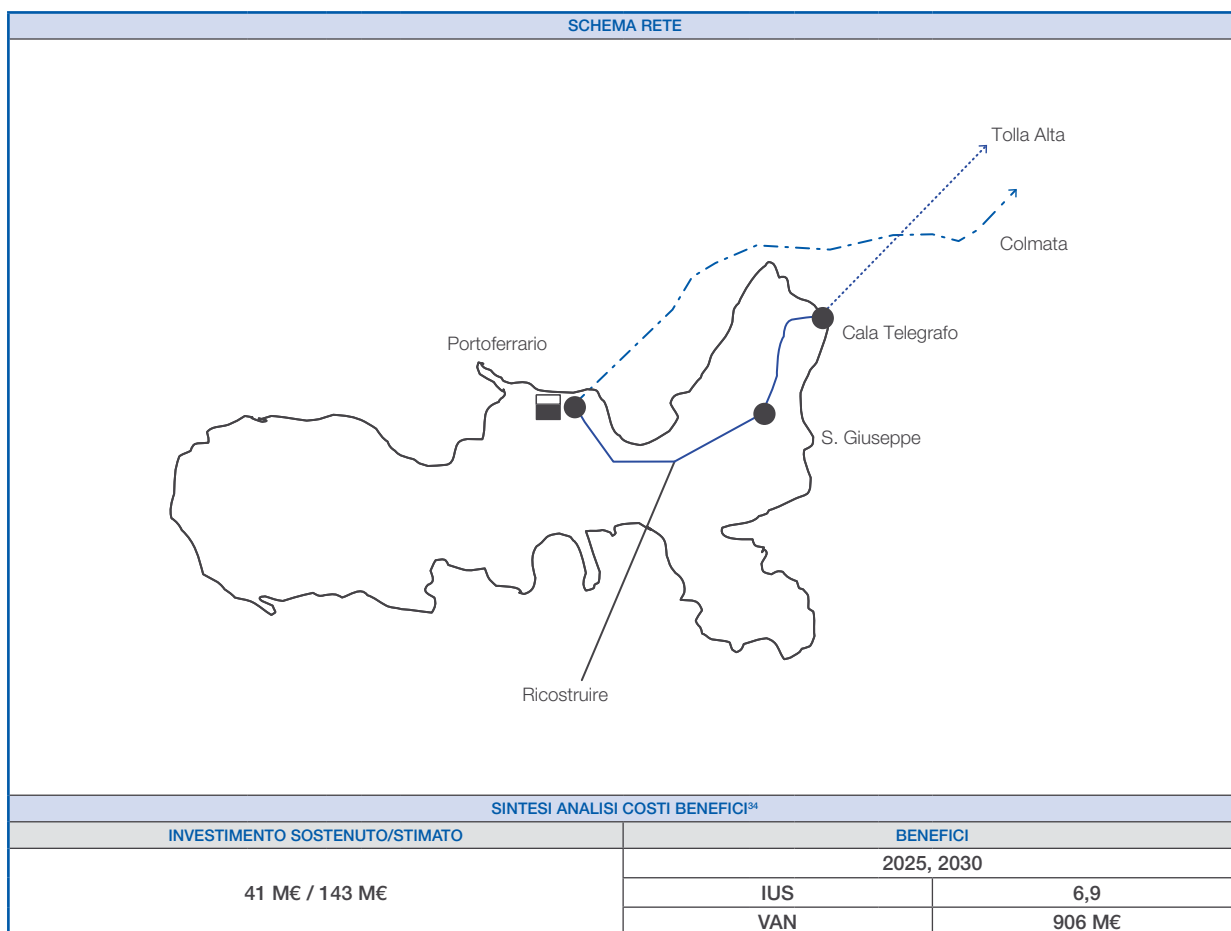
ELETTRODOTTO 220 kV COLUNGA - ESTE						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
307-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2001			Emilia Romagna		Centro Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Per migliorare l'affidabilità della 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 riaccordato ai seguenti impianti:</p> <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. <p>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.</p>						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza 2.0	
			Integrazione RFI		Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
		2021			2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI		
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	18				4	
Dismissione	64		1		8	
Dismissione e Realizzazione	28					
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Elettrodotto 132 kV Ferrara Sud – Centro Energia	Fase 4	Fase 3	10.06.2011 (EL-240)	2022	2024	Parere MIBAC emesso in data 01/06/2016. Emanato decreto di VIA in data 28/07/2016. È stata richiesta la riattivazione del procedimento al MiSE in data 14.09.2018. 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 4	Fase 3	10.06.2011 (EL-240)	2021	2023	
Elettrodotto 132 kV Colunga – Altedo	Fase 4	Fase 3	10.06.2011 (EL-240)	2021	2023	
AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Razionalizzazione rete AT	Fase 2	Fase 2	2023	2025	2028	La nuova previsione delle tempistiche di avvio attività tiene conto della migliore soluzione tecnica
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 2 M€ / 13 M€						

RIASSETTO RETE AREA LIVORNO						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
308-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2009			Toscana	Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>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 Collesalvetti 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 raccordi 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 ad 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".</p>						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
			2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Stazione 380 kV Marginone	compl.	compl.	2014	2014	2017	
Nuova stazione 132 kV Collesalvetti	Fase 5	Fase 5	02.02.2015 (EL 343)	2019	2023	In data 15.03.2017 è stata autorizzata l'opera (23 P-EL/343). La nuova previsione di avvio attività tiene conto dello slittamento delle attività propedeutiche all'emissione dei contratti per l'avvio dei cantieri.
Stazione 380 kV Acciaiole	Fase 4	Fase 4	2018	2021	2023	Slittamento per ritardi approvvigionamento
Elettrodotto 132 kV Guasticce - Cascina	compl	compl	2014	2014	2019	
Elettrodotto 132 kV Larderello - Saline	Fase 1	Fase 1	2022	2027	2030	

AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Riassetto Livorno Est	compl	Fase 5	16.05.2017 (EL-376)	2018	2020	In data 18.10.2018 è stato autorizzato l'intervento.
Raccordo Livorno RFI	Fase 4	Fase 4	2019 (EL-420)	2022	2023	In data 20.04.2020 è stato autorizzato l'intervento.
Riassetto rete AT	Fase 2	Fase 2	2023	2025	2028	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ³³						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
27 M€ / 48 M€	Scenario ST 2025, 2030			Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	1,3		IUS	1,3	
	VAN	16 M€		VAN	16 M€	

³³ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

ELETTRODOTTO 132 kV ELBA – CONTINENTE						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
309-P				RIP 2017		
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2011			Toscana	Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Il carico dell'isola d'Elba non è sempre alimentato in condizioni di piena affidabilità in quanto, in caso di indisponibilità dell'unico collegamento 132 kV in gran parte in cavo sottomarino, "Piombino C. – Tolla Alta – Cala Telegrafo – S. Giuseppe", gli esistenti cavi in MT di collegamento con il continente e la C. le Turbogas di Portoferraio non riescono a far fronte all'intera potenza necessaria nelle condizioni di punta del carico. Sarà pertanto realizzato un secondo collegamento a 132 kV "Isola d'Elba – Continente", anch'esso in gran parte in cavo sottomarino che conetterà la CP Colmata (continente) con l'impianto di Portoferraio (Elba), che dovrà essere adeguato, al fine di garantire la connessione del cavo. Contestualmente sarà 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. Nell'ambito dei lavori di connessione Elba – Continente, la linea elettrica RTN a 132 kV "S. Giuseppe – Portoferraio" sarà ricostruita. Considerato il previsto incremento dei carichi nell'isola ed il ridotto tempo di vita utile dei citati cavi in MT e della C. le TG (risalenti agli anni '60), l'intervento è da considerare improrogabile. 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.</p>						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
	2020			2025		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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	42		31		1	
Dismissione	7				1	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Elettrodotto 132 kV Colmata - Portoferraio	Fase 3	Fase 3	29.09.2010 (EL-219)	2023	2025	In data 24/08/2016 il MATTM ha richiesto a Terna nuovi studi di caratterizzazione. Inoltrato al MATTM a fine novembre il piano di caratterizzazione. In data 07.09.2018 il MATTM ha richiesto ulteriori integrazioni. In data 30.11.2018 Terna ha riscontrato le integrazioni. In data 12.06.2019 Terna ha inviato le integrazioni richieste in data 08.04.19 dalla DG PNM e dalla DG STA. In realizzazione ulteriori integrazioni richieste da DG PNM. La fase di realizzazione e completamento dell'opera sarà accelerata compatibilmente ai vincoli impiantistici, così da recuperare il più possibile i ritardi legati alla fase di concertazione e autorizzazione. In data 4.03.2021 si è conclusa positivamente la Conferenza dei Servizi decisoria. In data 19.03.2021 la regione Toscana ha rilasciato l'Intesa.
Elettrodotto 132 kV Portoferraio – S. Giuseppe	Fase 5	Fase 3	2.12.2008 (EL-409 ex EL-75)	2020	2023	In data 02 dicembre 2008 (Dec. Aut. 239/ EL – 75/76/2008) è stato autorizzato e, successivamente, realizzato l'elettrodotto 132 kV "Porto Ferraio – S. Giuseppe". Non è stato completato il tratto aereo. Nel 2011 è stata richiesta l'autorizzazione per una variante localizzativa. Si è avviato il 20.11.2018 il procedimento presso il MiSE. In data 02.03.2020 è stata autorizzata l'opera (Decreto Interministeriale n. 239/EL-409/301/2020 del 2 marzo 2020)



³⁴ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

RETE 132 kV TRA BORGONOVO, SALSOMINORE E BORGOTARO							
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
310-P							
ANNO DI PIANIFICAZIONE				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 ad incrementare la resilienza; • la realizzazione di una nuova stazione per raccordare le linee verso Borgonovo ed 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 2.0	
				Integrazione RFI		Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO							
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2019		2024		2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE							
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI							
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	15		2				
Dismissione							
Dismissione e Realizzazione							
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '21	PDS '20					
Elettrodotto 132 kV Bedonia – La Spezia (fase 1)	compl	compl	2019	2019	2019		
Direttrice 132 kV Salsominore – nuova SE – Borgonovo (fase 2)	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2028		
Nuova stazione 132 kV	Fase 1	Fase 1	2021	2024	2028		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ³⁵							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
7 M€ / 27 M€	PNIEC 2025, PNIEC 2030, DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040				PNIEC 2025, PNIEC 2030, DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		
	IUS	1,4			IUS	1,4	
	VAN _{PDS}	10 M€			VAN _{PDS}	10 M€	
	VAN _{COMPL}	14 M€			VAN _{COMPL}	14 M€	

³⁵ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2020 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

ELETTRODOTTO 132 kV GROSSETO FS – ORBETELLO FS						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
311-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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 by – pass della SE di Orbetello FS ed ottenere un collegamento diretto ed affidabile tra le cabine primarie di Montiano ed 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 ed 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 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
		2024			2028	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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	
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	44					
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Elettrodotto 132 kV Grosseto FS-Grosseto Sud, Grosseto Sud-Montiano e Orbetello FS-Montiano	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	Necessità di approfondimenti progettuali
Raccordo 132 kV all'elettrodotto "Piancastagnaio 2- Acquapendente – Piancastagnaio 3"	compl	compl	12.12.2013 (EL 320)	2018	2019	In data 20.10.2015 è stata autorizzata l'opera
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
<1 M€ / 22 M€	NT IT 2025, NT IT 2030, NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040				NT IT 2025, NT IT 2030, NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	
	IUS	2,0			IUS	2,0
	VAN _{PDS}	16 M€			VAN _{PDS}	16 M€
	VAN _{COMPL}	23 M€			VAN _{COMPL}	23 M€

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

NT IT 2030

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

NT IT 2040

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

BAU 2030

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	1 MW
B3a	2	0,08152 GWh
B4	0	
B5b	0	0,185 GWh
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

BAU 2040

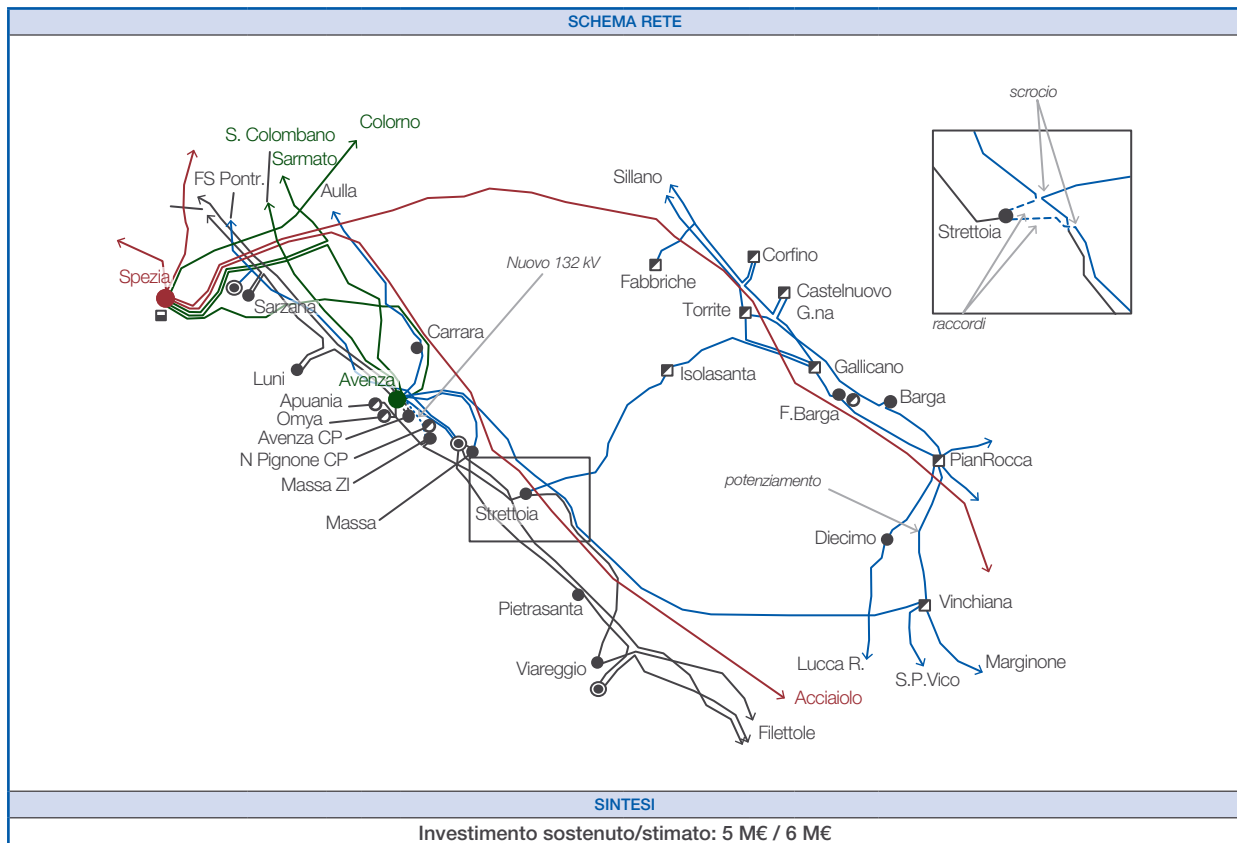
Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	1 MW
B3a	3	0,08905 GWh
B4	0	
B5b	0	0,204 GWh
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

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 0

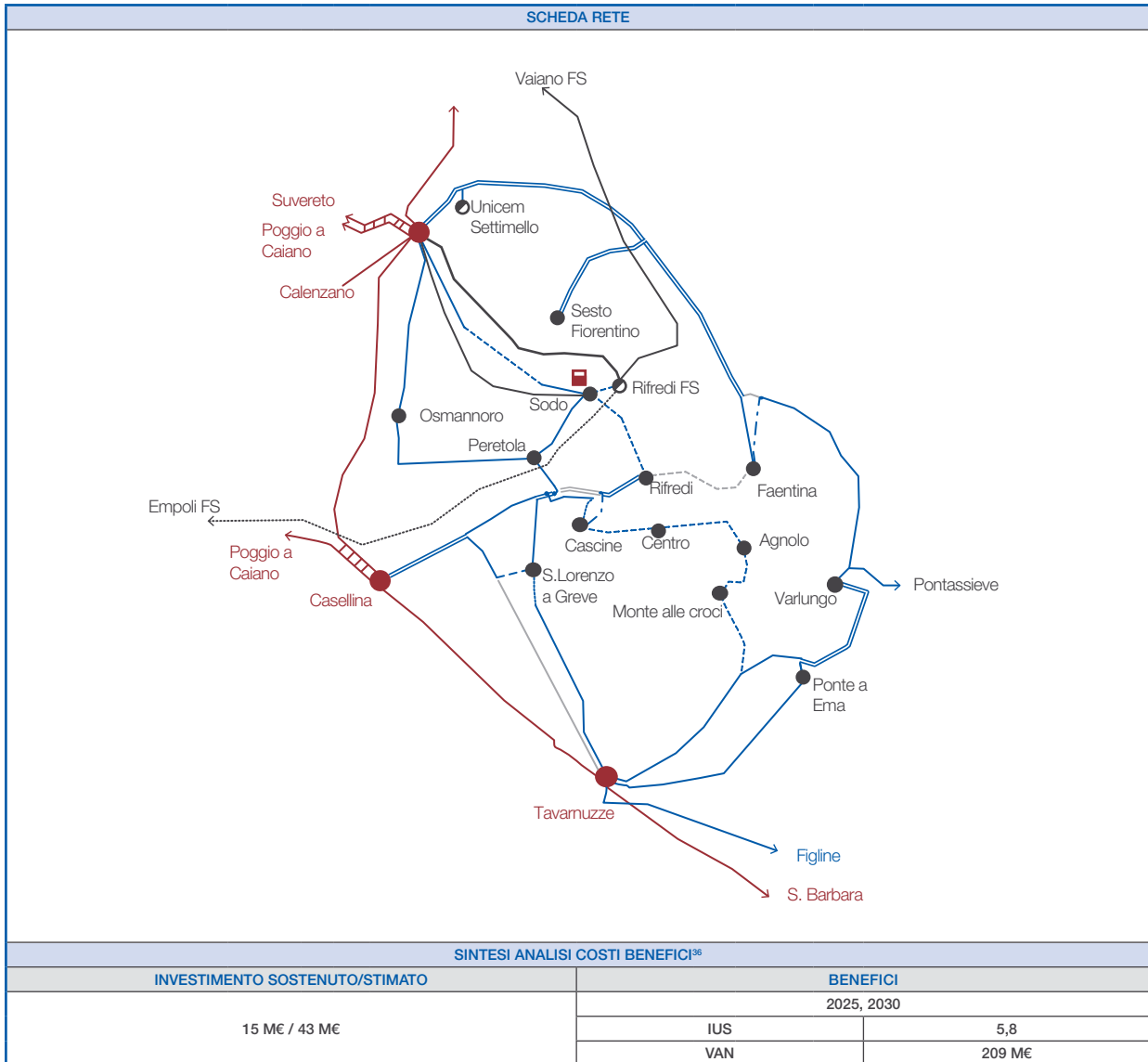
- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

ELETTRODOTTO 132 kV TAVARNUZZE – LARDERELLO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
313-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2001			Toscana		Centro Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Al fine di potenziare la rete a 132 kV afferente alle stazioni di Tavarnuzze e di Larderello ed incrementare la resilienza del sistema, la ex linea 220 kV Tavarnuzze – S. Dalmazio è stata declassata a 132 kV ed è stata riaccolata alle stazioni di Tavarnuzze e Larderello, dopo aver realizzato i relativi raccordi a 132 kV e gli interventi funzionali ad incrementarne la resilienza. Inoltre, al fine di meglio utilizzare la potenza prodotta dal polo geotermo elettrico di Larderello, minimizzando le perdite in rete, sarà eliminato l'incrocio tra le linee di trasmissione a 132 kV "Certaldo – Poggibonsi" e "Tavarnuzze – Larderello" in località Casaglia, ottenendo così i due nuovi collegamenti "Larderello – Certaldo" e "Tavarnuzze – Poggibonsi". Sarà, infine, ricostruito il tratto di accesso a Poggibonsi della nuova linea 132 kV "Tavarnuzze – Poggibonsi".						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza 2.0	
			Integrazione RFI		Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
					2032	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI		
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	66		1		1	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – S. Dalmazio	compl.	compl.	2013	2013	2013	
Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - Poggibonsi	Fase 1	Fase 1	2025	2029	2032	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€ / 4 M€						

RETE AVENZA/LUCCA E RACCORDI 132 kV DI STRETTOIA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
314-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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 ed un bypass, prevedendo i necessari interventi di incremento della resilienza ed 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 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
				2025		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Raccordi 132 kV CP Strettoia	compl	compl	16.2.2016 (EL-366)	2019	2019	In data 21.05.2018 è stato autorizzato l'intervento.
Elettrodotto 132 kV Avenza – Massa ZI	compl.	compl.	26.06.2011 (EL-253)	2014	2016	
Elettrodotto 132 kV Vinchiana – P. Rocca	Fase 3	Fase 3	2019	2021	2023	
Elettrodotto 132 kV Avenza – Massa ZI - Strettoia	Fase 2	Fase 2	2022	2023	2025	La nuova previsione delle tempistiche dell'opera tiene conto della migliore soluzione tecnica sul territorio



RETE METROPOLITANA DI FIRENZE						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
317-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2010			Toscana	Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>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 prevedendo su tutti gli elettrodotti degli interventi puntuali di rimozione limitazione. Inoltre, 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 ed a seconda delle esigenze interventi puntuali di rimozione delle limitazioni. Inoltre, è stata 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. WL'intervento potrà anche consentire un riassetto della rete AT presente nell'area ed una significativa opera di razionalizzazione territoriale ed ambientale.</p>						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
				2024		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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	10				6	
Dismissione	15				7	
Dismissione e Realizzazione	3				1	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Elettrodotto 132 kV Faentina – Pontassieve – der. Varlungo	compl.	compl.	08.10.2010 (EL-220)	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.	Fase 5	22.06.2015 (EL-347)	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	Fase 4	Fase 4	10.07.2017 (EL-385)	2021	2024	L'autorizzazione è stata rilasciata il 23 Aprile 2019 (Autorizzazione MiSE EL – 385)
Elettrodotto 132 kV Casellina - Cascine	Fase 4	Fase 4	10.07.2017 (EL-385)	2021	2024	
Elettrodotto 132 kV Casellina - SLGreve	Fase 4	Fase 4	10.07.2017 (EL-385)	2021	2024	
Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - SLGreve	Fase 4	Fase 4	10.07.2017 (EL-385)	2021	2024	
Elettrodotto 132 kV SLGreve - Peretola	Fase 4	Fase 4	10.07.2017 (EL-385)	2021	2024	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 4	Fase 4	2017	2021	2024	
Sezionamenti automatizzati	Fase 2	Fase 1	2022	2022	2024	



³⁶ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

RIASSETTO DI FERRARA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
318-P			
ANNO DI PIANIFICAZIONE		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2009		Emilia Romagna	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>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 adeguati 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 ed un sensibile miglioramento dell'affidabilità di alimentazione, che attualmente grava quasi esclusivamente sulla stazione elettrica a 380 kV di Ferrara Focomorto.</p> <p>Alla nuova sezione 132 kV si attesterà:</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'elettrodotto 220 kV (declassato a 132 kV) Bussolengo - Centro Energia Sezionamento realizzando un by-pass 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, finalizzato al miglioramento della Qualità del Servizio dell'area. <p>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.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza 2.0
		Integrazione RFI	Transizione ecologica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO
2022	2025		2028
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	2		2
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	124	1	41

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Stazione 380 kV Ferrara Nord	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	Lo slittamento volontario della nuova previsione tiene conto della necessità di programmare gli interventi ricadenti nell'area.
Nuovo elettrodotto 132 kV Ferrara Nord - Bussolengo	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
Nuovo elettrodotto 132 kV Ferrara Nord – Ferrara Sud– der. Aranova	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
Elettrodotto 132 kV Ferrara Cassana – Ferrara Nord	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
Elettrodotto 132 kV Ferrara Nord – Ferrara ZI	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
Elettrodotto 132 kV Centro Energia – Ferrara ZI	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
Elettrodotti 132 kV Ferrara F. – Ferrara ZI e Ferrara F. Portomaggiore	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
Raccordo elettrodotto 132 kV Ferrara RT – Rovigo a Ferrara Nord	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
Riassetto nei pressi di Ferrara RT	Fase 1	Fase 1	2022	2025	2028	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
<1 M€ / 23 M€	NT IT 2025, NT IT 2030 NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040			NT IT 2025, NT IT 2030 NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		
	IUS	2,8		IUS	2,8	
	VAN _{PDS}	38 M€		VAN _{PDS}	38 M€	
	VAN _{COMPL}	50 M€		VAN _{COMPL}	50 M€	

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

NT IT 2030

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

NT IT 2040

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

BAU 2030

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	1	2 MW		1
B3a	3	0,14594 GWh		3
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

BAU 2040

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	2	4 MW		2
B3a	4	0,2089 GWh		4
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

ANELLO 132 kV RICCIONE - RIMINI									
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP			
319-P									
ANNO DI PIANIFICAZIONE				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 assicurata nella stagione estiva, durante la quale i prelievi di potenza risultano elevati ed ampliamente 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 ed 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 2.0			
				Integrazione RFI		Transizione ecologica			
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO									
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO					
2019		2024		2028					
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE									
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.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)			
	PDS '21	PDS '20							
Elettrodotto 132 kV S. Martino in XX - Riccione	Fase 3	Fase 2	2019 (EL-433)	2024	2028	L'istanza autorizzativa è stata inoltrata al MiSE a settembre 2019.			
Elettrodotto 132 kV S. Martino in XX - Rimini Condotti	Fase 3	Fase 2	2019 (EL-433)	2024	2028				
Nuovo smistamento 132 kV	Fase 3	Fase 2	2019 (EL-433)	2024	2028				
Riassetto rete 132 kV	Fase 3	Fase 2	2019 (EL-433)	2024	2028				
Elettrodotto 132 kV Rimini Condotti - Rimini Sud	Fase 3	Fase 2	2019	2024	2028				
Elettrodotto 132 kV Rimini Sud - Riccione	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2028				
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI									
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO		BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
<1 M€ / 53 M€		NT IT 2025, NT IT 2030 NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040				NT IT 2025, NT IT 2030 NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040			
		IUS	1,6			IUS	1,6		
		VAN _{PDS}	29 M€			VAN _{PDS}	29 M€		
		VAN _{COMPL}	38 M€			VAN _{COMPL}	38 M€		

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

NT IT 2030

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

NT IT 2040

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

BAU 2030

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	1 MW
B3a	3	0,102 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

BAU 2040

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	1 MW
B3a	7	0,242 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

RAZIONALIZZAZIONE 132 kV AREA DI REGGIO EMILIA							
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
320-P							
ANNO DI PIANIFICAZIONE				REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2003				Emilia Romagna		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO							
Con l'obiettivo di garantire il rispetto delle condizioni di sicurezza ed 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 2.0	
				Integrazione RFI		Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO							
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
2021		2024			2028		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE							
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		32				6	
Dismissione e Realizzazione		4					
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '21	PDS '20					
Razionalizzazione 132 kV Reggio Emilia	Fase 2	Fase 2	2021	2024	2028	In data 19.03.2012 è stato avviato l'iter dell'opera (EL-278).In data 11.03.2016 il CT VIA ha espresso parere negativo sul progetto.È stata avviata nel 2018 la concertazione con gli EE.LL.	
Elettrodotto 132 kV Castelnuovo di Sotto-Mancasale	Fase 2	Fase 2	2021	2024	2028		
Elettrodotto 132 kV Mancasale-Reggio Nord	Fase 2	Fase 2	2021	2024	2028		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO		BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)	
6 M€ / 30 M€		NT IT 2025, NT IT 2030 NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040				NT IT 2025, NT IT 2030 NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	
		IUS	3,7			IUS	3,7
		VAN _{PDS}	66 M€			VAN _{PDS}	66 M€
		VAN _{COMPL}	87 M€			VAN _{COMPL}	87 M€

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

NT IT 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

NT IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

BAU 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	4	0,096 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

BAU 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	10	0,242 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

RETE AREA FORLÌ/CESENA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
321-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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), interventi di rimagliatura delle reti e di incremento della resilienza. 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.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
2023	2025			2028		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	93				8	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Elettrodotti 132 kV- fra gli impianti di Forlì VOe Gambettola /S. Martino XX /Rimini N.-	Fase 2	Fase 2	2023	2025	2028	La nuova previsione di tempistica tiene conto della migliore soluzione tecnica sul territorio
Stazione 380 kVS. Martino XX	Fase 2	Fase 2	2022	2025	2028	
Interventi di rimagliatura delle reti	Fase 2	Fase 2	2023	2025	2028	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
<1 M€ / 35 M€	NT IT 2025, NT IT 2030 NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040				NT IT 2025, NT IT 2030 NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	
	IUS	3,5			IUS	3,5
	VAN _{PDS}	70 M€			VAN _{PDS}	70 M€
	VAN _{COMPL}	92 M€			VAN _{COMPL}	92 M€

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

NT IT 2030

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

NT IT 2040

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

BAU 2030

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	1 MW
B3a	7	0,223 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

BAU 2040

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	1	2 MW
B3a	8	0,273 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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 0

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

RETE NORD – OVEST EMILIA							
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
322-P							
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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", "Spilimberto – 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 2.0	
				Integrazione RFI		Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO							
AVVIO ATTIVITÀ			AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2021			2024		2030		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE							
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.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '21	PDS '20					
Elettrodotto 132 kV Martignone – Riale	Fase 2	Fase 2	2021	2024	2028	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare la migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio. Il posticipo è dovuto ad esigenze di revisione del progetto.	
Elettrodotto 132 kV Riale – Morazzo	Fase 2	Fase 2	2021	2024	2028		
Elettrodotto 132 kV Spilimberto – Solignano	Fase 1	Fase 1	2023	2027	2030		
Elettrodotto 132 kV Solignano – S. Damaso	Fase 1	Fase 1	2023	2027	2030		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO		BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)	
<1 M€ / 16 M€		NT IT 2025, NT IT 2030 NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040				NT IT 2025, NT IT 2030 NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	
		IUS	5,0			IUS	5,0
		VAN _{PDS}	48 M€			VAN _{PDS}	48 M€
	VAN _{COMPL}	68 M€			VAN _{COMPL}	68 M€	

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

NT IT 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

NT IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

BAU 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	3	0,0695 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

BAU 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	6	0,159 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

RETE AT AREA DI MODENA							
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
323-P							
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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 ammassati 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, incrementandone peraltro la resilienza, 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 2.0	
				Integrazione RFI		Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO							
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
		2019			2024		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE							
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	6						
Dismissione							
Dismissione e Realizzazione	36		1		4		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '21	PDS '20					
Nuovo elettrodotto 132 kV Modena Nord – Modena Est - Modena Crocetta	Fase 5	Fase 5	19.10.2017 (EL-250)	2019	2021	Il progetto in autorizzazione è stato modificato su richiesta degli EE.LL. Consegnate integrazioni al MiSE il 15/02/2016. Il MiSE ha ri-avviato il 06/09/2016 il procedimento. In data 31.05.2017 è stata rilasciata l'intesa regionale. In data 19.10.2017 è stato autorizzato l'intervento	
Elettrodotto 132 kVS. Damaso – Modena Crocetta	Fase 5	Fase 4	19.10.2017 (EL-250)	2020	2021		
Elettrodotto 132 kV Rubiera - Sassuolo	Fase 3	Fase 2	2020	2022	2024	Attività anticipate per rilevanza ai fini resilienza	
Elettrodotto 132 kV Sassuolo - Pavullo	Fase 3	Fase 2	2020	2022	2024	Attività anticipate per rilevanza ai fini resilienza	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ³⁷							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO		BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
6 M€ / 23 M€		SCENARIO ST 2025, 2030				SCENARIO ST 2025, 2030	
		IUS	2,7			IUS	2,7
		VAN	42 M€			VAN	42 M€

³⁷ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2019 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

RETE AT AREA DI PISTOIA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
324-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2008			Toscana	Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Sono previsti interventi sugli elettrodotti a 132 kV Poggio a Caiano CP – Quarrata e Quarrata – S. Marcello funzionali ad incrementare la resilienza del sistema.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2021	2025		2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]	I24 [KM]		
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	39					
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Elettrodotto 132 kV Poggio a Caiano CP – Quarrata e Quarrata – S. Marcello	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2028	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 9 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	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 previsto un riassetto della rete AT in 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 ed 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 ed 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 ad 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 ed alla Rete Srl (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 2.0
		Integrazione RFI	Transizione ecologica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
	2023	2025	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
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		17
Dismissione e Realizzazione	58	2	7

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Elettrodotto 132 kV Giardini M. – S. Donato	Fase 3	Fase 2	2020 (EL-443)	2023	2025	È stato attivato un primo tavolo tecnico di concertazione con la Regione e gli EE.LL. interessati.
Raccordo 132 kV der.S. Viola	Fase 3	Fase 2	2020 (EL-443)	2023	2025	
Stazione 380 kV Martignone	Fase 3	Fase 2	2020 (EL-443)	2023	2025	
Stazione 380 kV Colunga	Fase 3	Fase 2	2020 (EL-443)	2023	2025	
Riassetto rete AT	Fase 3	Fase 2	2020 (EL-443)	2023	2025	
Riassetto rete 132 kV Martignone - Castelmaggiore	Fase 3	Fase 2	2020 (EL-443)	2023	2025	
Riassetto rete 132 kV Martignone – Beverara RFI– Bologna N	Fase 3	Fase 2	2020 (EL-443)	2023	2025	
Riassetto rete 132 kV Colunga – Grizzana RT	Fase 3	Fase 2	2020 (EL-443)	2023	2025	
Sezionamento automatizzato Grizzana	Fase 3	Fase 3	2018	2022	2023	
Interventi rimozione limitazioni	Fase 3	Fase 2	2020	2023	2026	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI						
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
1 M€ / 66 M€	NT IT 2025, NT IT 2030 NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040			NT IT 2025, NT IT 2030 NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		
	IUS	3,7		IUS	3,7	
	VAN _{PDS}	157 M€		VAN _{PDS}	157 M€	
	VAN _{COMPL}	184 M€		VAN _{COMPL}	184 M€	

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	3	0,081 GWh		3
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

NT IT 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

NT IT 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

BAU 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0	1 MW		
B3a	18	0,44 GWh		18
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

BAU 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

B1 - SEW

B2a - Riduzione Perdite

B3a - Riduzione ENF

B4 - Costi evitati o differiti

B5b - Integrazione rinnovabili

B6 - Investimenti evitati

B7n - Costi evitati MSD Nodale

B7z - Costi evitati MSD Zonale

B16 - Opex Evitati o differiti

B18 - Riduzione CO₂

B19 - Rid. NOx, SOx, PM

ELETTRODOTTO 132 kV LAGUNA - FAENZA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
327-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2023	2026		2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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					
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Elettrodotto 132 kV Laguna - Faenza	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2030	La programmazione dell'intervento è successiva alla realizzazione della CP Selice il cui iter autorizzativo è stato avviato il 24.10.2017.
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 4 M€ / 10 M€						

STAZIONE 380 kV COLUNGA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
333-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2012			Emilia Romagna		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO						
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.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione		Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0	
				Integrazione RFI	Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2021		2021			2024	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI		
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree di stazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Stazione 380 kV Colunga (condensatori)	Fase 2	Fase 2	2021	2021	2024	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 1 M€						

STAZIONE 220 kV AVENZA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
335-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
		2023		2025		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
Intervento relativo a sole aree di stazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Stazione 220 kV Avenza	Fase 4	Fase 4	2021	2023	2025	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 5 M€ / 10 M€						

RETE 132 kV TRA ROMAGNA E TOSCANA							
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
337-P							
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE			ZONE DI MERCATO	
2014			Emilia Romagna/Toscana			Nord/Centro Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO							
La porzione di rete 132 kV che alimenta la provincia di Forlì, oggi servita dalle stazioni di trasformazione 380/132 kV di Forlì O. e S. Martino in XX, non garantisce adeguati standard di sicurezza di esercizio ed affidabilità della rete di trasmissione. Con l'obiettivo di incrementare i margini di esercizio e migliorare la sicurezza locale, sarà pertanto incrementata la magliatura della rete a 132 kV traS. Martino in XX e le direttrici 132 kV afferenti al nodo di Talamello, prevedendo anche i necessari lavori di adeguamento presso la stazione 380/132 kV S. Martino in XX. Peraltro, saranno realizzati interventi sulla direttrice 132 kV "Faenza – Modigliana – Predappio – I. Ridracoli – Quarto – Talamello" funzionali alla rimozione delle limitazioni e all'incremento della resilienza, prevedendo anche la richiusura della direttrice attraverso una nuova trasversale 132 kV verso l'impianto di Forlì.							
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione		Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza 2.0	
				Integrazione RFI		Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO							
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
2021		2025			2035		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE							
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI							
ATTIVITÀ		I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione		47		5		2	
Dismissione		21		2			
Dismissione e Realizzazione		95		2			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI							
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '21	PDS '20					
Elettrodotti 132 kV Faenza – Modigliana – Predappiol. Ridracoli – Quarto – Talamello e nuova trasversale 132 kV	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2028	Le opere completate nel 2015 richiedono ulteriori interventi finalizzati all'incremento della resilienza.	
Stazione 380 kV S. Martino XX	Fase 2	Fase 2	2021	2025	2028		
Riassetto rete 132 kV S. Martino XX - Talamello	Fase 2	Fase 2	2024	2029	2035		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO		BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)	
<1 M€ / 36 M€		NT IT 2025, NT IT 2030 NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040				NT IT 2025, NT IT 2030 NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040	
		IUS	3,4			IUS	3,4
		VAN _{PDS}	69 M€			VAN _{PDS}	69 M€
		VAN _{COMPL}	91 M€			VAN _{COMPL}	91 M€

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

NT IT 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

NT IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

BAU 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	6	0,16058 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

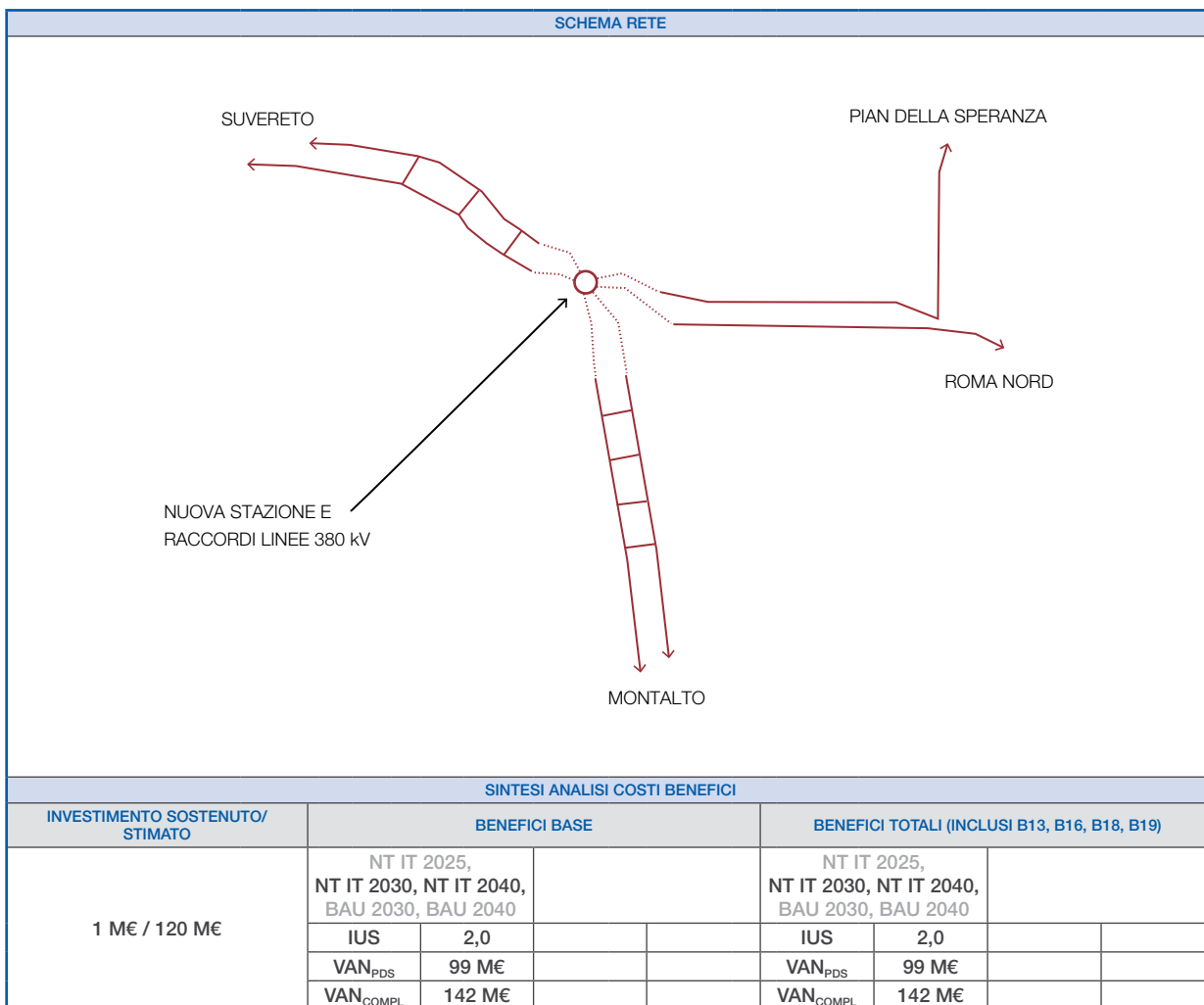
BAU 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	9	0,23179 GWh
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

STAZIONE 380 kV A NORD DI GROSSETO						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI		IDENTIFICATIVO RIP	
338-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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 2.0	
			Integrazione RFI		Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2023		2028			2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuova stazione 380/132 kV e raccordi	Fase 2	Fase 1	2023	2028	2030	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare la migliore soluzione tecnologica
Interventi rimozione limitazioni	Fase 2	Fase 1	2023	2028	2030	
Apparati di compensazione e/o regolazione dei flussi di potenza	Fase 2	Fase 1	2023	2028	2030	



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	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 0

NT IT 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	11	89,03 MW	11	
B6	0			
B7n	6		6	
B7z	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 0

NT IT 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	14	89,03 MW	14	
B6	0			
B7n	4		4	
B7z	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 0

BAU 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	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 0

BAU 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	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 0

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

DIRETTRICE 132 kV TALAMELLO – SUBBIANO ALL.						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP			
339-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			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 previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti. Inoltre, sono previsti interventi di incremento della resilienza sull'elettrodotto 132 kV Talamello – Badia Tedalda.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2021	2025		2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Direttrice 132 kV Talamello – Subbiano all.	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2028	
Elettrodotto 132 kV Talamello – Badia Tedalda	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2028	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 14 M€						

DIRETTRICE 132 kV PIAN DELLA SPERANZA – SUBBIANO ALL.						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP			
340-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE	REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO			
2016	Toscana		Centro Nord			
DESCRIZIONE INTERVENTO						
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. 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 2.0		
		Integrazione RFI		Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2021	2025		2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	93		16		14	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Direttrice 132 kV Pian della Speranza – Subbiano all.	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2028	
SINTESI						
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	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 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2021	2025		2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	1					
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	15				1	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Direttrice 132 kV Pontremoli FS – Borgotaro FS – Berceto FS	Fase 2	Fase 2	2021	2025	2028	
SINTESI						
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			REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2018			Toscana				
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 ed alla esistente stazione 132 kV Larderello con l'obiettivo di garantire un migliore esercizio dello smistamento 132 kV di Larderello ed 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 2.0	
				Integrazione RFI		Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO							
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
2021		2025			2028		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE							
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.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)	
	PDS '21	PDS '20					
Stazione 380/132 kV Larderello e raccordi	Fase 1	Fase 1	2021	2025	2028		
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI							
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO		BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)		
<1 M€ / 26 M€		NT IT 2025, NT IT 2030, NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040			NT IT 2025, NT IT 2030, NT IT 2040, BAU 2030, BAU 2040		
		IUS	11,3		IUS	11,3	
		VAN _{PDS}	213 M€		VAN _{PDS}	213 M€	
		VAN _{COMPL}	281 M€		VAN _{COMPL}	281 M€	

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

NT IT 2030

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	1	4 MW
B3a	0	
B4	0	
B5b	15	114 MW
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

NT IT 2040

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	3	8 MW
B3a	0	
B4	0	
B5b	19	118 MW
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

BAU 2030

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	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

BAU 2040

Beneficiari	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5b	0	
B6	0	
B7n	0	
B7z	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

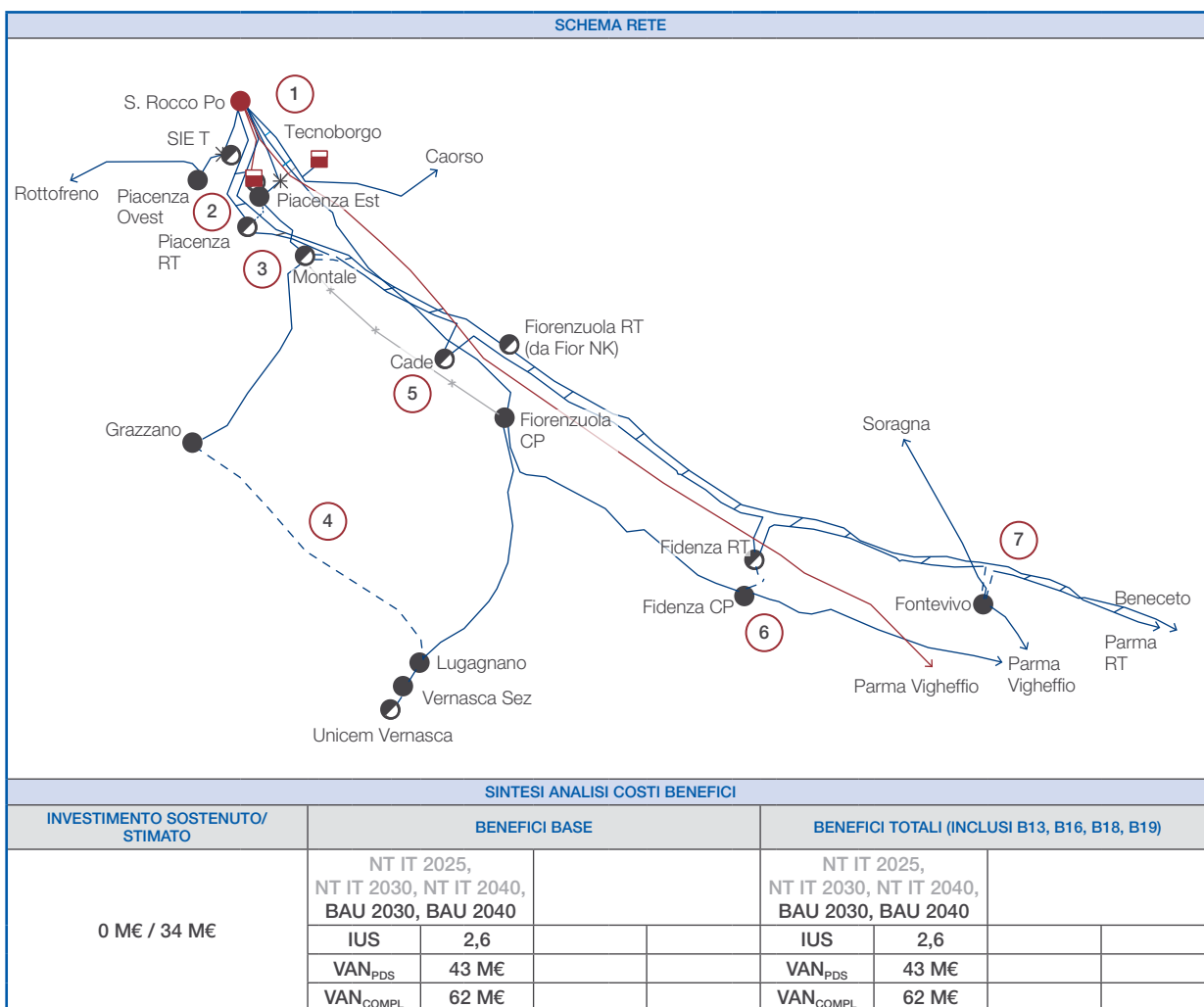
Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

STAZIONE 220 kV COLORNO						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
346-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2018			Emilia Romagna			
DESCRIZIONE INTERVENTO						
L'attuale configurazione di rete non consente di avere adeguati margini di sicurezza di esercizio e garantire la migliore gestione ad isole di esercizio, funzionali anche ad una integrazione con gli impianti ex RFI. È necessario pertanto realizzare, nell'attuale stazione 220 kV Colorno, una nuova sezione 132 kV ed 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 2.0	
				Integrazione RFI	Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2023		2026			2029	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI		
IMPATTI TERRITORIALI						
Impatti non significativi						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Stazione 220/132 kV Colorno	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2029	Sono necessari ulteriori approfondimenti progettuali
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1	2023	2026	2029	Sono necessari ulteriori approfondimenti progettuali
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 9 M€						

ELETTRODOTTO 380 kV PARMA – S.ROCCO						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP			
347-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2019			Emilia Romagna, Lombardia	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
In alcune condizioni di esercizio si hanno dei flussi di potenza elevati in import dalla frontiera Nord che potranno subire incrementi, alla luce dell'entrata in servizio del nuovo collegamento Italia – Francia. Per consentire il pieno sfruttamento della rete di trasmissione sono previsti interventi puntuali sull'elettrodotto 380 kV Parma – S.Rocco che consentiranno di superare le attuali limitazioni, 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 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO		
2021	2024			2027		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	64		3		1	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Elettrodotto 380 kV Parma - S. Rocco.	Fase1	Fase1	2021	2024	2027	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/ 13 M€						

RAZIONALIZZAZIONE RETE TRA PARMA E PIACENZA						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
348-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO2	
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 2.0	
			Integrazione RFI		Transizione ecologica	
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2023		2027			2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
			Dipendenza da accordi con distributore locale per i lavori di ampliamento/adequamento presso le Cabine Primarie			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	27		2		2	
Dismissione	39				2	
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Rimozione limitazioni direttrice 132 kV S. Rocco Po – Piacenza Est	Fase 1	Fase 1	2023	2027	2030	
Rimozione limitazioni elettrodotto 132 kV Piacenza Est – Piacenza RT	Fase 1	Fase 1	2023	2027	2030	
Raccordo CP Montale su elettrodotto 132 kV Cadeo – Piacenza RT	Fase 1	Fase 1	2023	2027	2030	
Nuovo elettrodotto 132 kV Grazzano – Lugagnano	Fase 1	Fase 1	2023	2027	2030	
Demolizione elettrodotto 132 kV Fiorenzuola CP – Montale	Fase 1	Fase 1	2023	2027	2030	
Nuovo elettrodotto in cavo 132 kV Fidenza CP – Fidenza RT	Fase 1	Fase 1	2023	2027	2030	
Raccordo CP Fontevivo su elettrodotto 132 kV Fidenza RT – Parma RT	Fase 1	Fase 1	2023	2027	2030	



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

NT IT 2025

Benefici monetari [M€]	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

NT IT 2030

Benefici monetari [M€]	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

NT IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	0			
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

BAU 2030

Benefici monetari [M€]	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	6	0,148 GWh		6
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

BAU 2040

Benefici monetari [M€]	Val. monetari [M€]	Q.tà		
B1	0			
B2a	0			
B3a	7	0,165 GWh		7
B4	0			
B5b	0			
B6	0			
B7n	0			
B7z	0			
B16	0			
B18	0			
B19	0			

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

- B1 - SEW
- B2a - Riduzione Perdite
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5b - Integrazione rinnovabili
- B6 - Investimenti evitati
- B7n - Costi evitati MSD Nodale
- B7z - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

STAZIONE 380 kV PIOMBINO						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
349-P						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO2		
2020			Toscana	Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>In considerazione della progressiva evoluzione dello scenario locale di generazione e carico ed 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".</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza 2.0		
			Integrazione RFI	Transizione ecologica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO		
2022		2027		2030		
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
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.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Nuova stazione 380/132 kV Piombino	Fase 1	Fase 1	2022	2027	2030	
Raccordi 380 kV	Fase 1	Fase 1	2022	2027	2030	
Raccordi 132 kV	Fase 1	Fase 1	2022	2027	2030	
STATO AVANZAMENTO ALTRE OPERE						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '21	PDS '20				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2022	2027	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 ME/ 14ME						

RIMOZIONE LIMITAZIONI SEZIONE CENTRO SUD – CENTRO NORD									
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP			
432-P				33					
ANNO DI PIANIFICAZIONE				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 2.0			
				Integrazione RFI		Transizione ecologica			
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO									
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CAMPIONI		COMPLETAMENTO					
		2021		2023/2026					
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE									
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI					
IMPATTI TERRITORIALI									
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]				
Realizzazione	12								
Dismissione	13				2				
Dismissione e Realizzazione	443		34		6				
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI									
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)			
	PDS '21	PDS '20							
Direttrice 220 kV "S. Barbara - Villavalle"	Fase 4	Fase 4	07/07/2014 (EL-314)	2020	2023	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare la migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio. In data 12/09/2019 il MISE ha emesso il decreto autorizzativo relativo alla variante 220 kV "Pietrafitta – Villavalle".			
Direttrice 220 kV "Candia - Villanova"	Fase 2	Fase 2	2021	2021	2023				
Stazioni S. Barbara, Villavalle, Villanova e Candia	Fase 2	Fase 2	2021	2021	2023				
Variante el. in ingresso a SE Candia	Fase 2	Fase 2	2021	2024	2026				
Rimozioni limitazioni rete 132 kV	Fase 2	Fase 2	2021	2021	2026				
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI ³⁸									
INVESTIMENTO SOSTENUTO/ STIMATO		BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
3 M€ /74 M€ ³⁹		PNIEC 2025, PNIEC 2030, DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		PNIEC 2025, PNIEC 2030, DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		PNIEC 2025, PNIEC 2030, DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040		PNIEC 2025, PNIEC 2030, DEC 2030, DEC 2040, BAU 2030, BAU 2040	
		IUS		IUS		IUS		IUS	
		VAN _{PDS}		VAN _{PDS}		VAN _{PDS}		VAN _{PDS}	
		VAN _{COMPL}		VAN _{COMPL}		VAN _{COMPL}		VAN _{COMPL}	
		2,2		3,8		2,5		3,9	
		77 M€		174 M€		98 M€		183 M€	
		97 M€		220 M€		124 M€		231 M€	

³⁸ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2020 (disponibile al sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime disponibili.

³⁹ I costi si riferiscono agli interventi 305-P e 432-P.

4.2.2 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.

Motivazione: 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” (ad 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 ed 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.

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

