

2019

AVANZAMENTO PIANI DI SVILUPPO PRECEDENTI
TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA



VOLUME1

**AVANZAMENTO
PIANI DI SVILUPPO
PRECEDENTI**



INDICE DEI CONTENUTI

1.	Introduzione	7
2.	Classificazione interventi di sviluppo	7
3.	Ipotesi di sviluppo allo studio	8
3.1.	Interconnessione Italia – Austria in sinergia con le infrastrutture di trasporto	8
3.2.	Interventi di rinforzo rete interna AAT/AT per incremento capacità di trasporto frontiera Nord	9
3.3.	Riclassamento a 380 kV di direttrici 220 kV esistenti	9
3.4.	Razionalizzazione dei sistemi elettrici della Valchiavenna	9
3.5.	Riassetto rete AT a Sud di Belluno	9
3.6.	Installazione di dispositivi di stabilizzazione dei profili di tensione	9
3.7.	Direttrice AAT di collegamento fra le dorsali Adriatica e Tirrenica	10
4.	Tabelle di sintesi	10
4.1.	Stato di avanzamento delle principali opere degli interventi di sviluppo della RTN	10
4.1.1.	Opere di sviluppo ultimate nel corso del 2018	11
4.1.2.	Opere di sviluppo in realizzazione	13
4.1.3.	Opere di sviluppo in autorizzazione	19
4.1.4.	Opere di sviluppo in concertazione	27
4.1.5.	Opere di sviluppo: stato di avanzamento	28
5.	Schede degli interventi dei Piani di Sviluppo precedenti	31
5.1.	Area Nord Ovest	45
5.1.1.	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Area Nord Ovest	45
5.1.2.	Schede interventi pianificati Area Nord-Ovest	47
5.1.3.	Schede interventi in valutazione Area Nord Ovest	77
5.1.4.	Schede Area Nord Ovest degli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e s.m.i.	79
5.2.	Area Nord	80
5.2.1.	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Area Nord	80
5.2.2.	Schede interventi pianificati Area Nord	81
5.2.3.	Schede interventi in valutazione Area Nord	128
5.2.4.	Schede Area Nord degli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e s.m.i.	131
5.3.	Area Nord Est	134
5.3.1.	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	134
5.3.2.	Schede interventi pianificati Area Nord Est	136
5.3.3.	Schede interventi in valutazione Area Nord Est	199
5.3.4.	Schede interventi non più programmati	200
5.3.5.	Schede Area Nord Est degli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e s.m.i.	201
5.4.	Area Centro Nord	206
5.4.1.	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	206
5.4.2.	Schede Interventi pianificati Area Centro Nord	208
5.4.3.	Schede Interventi in valutazione Area Centro Nord	271

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 Principali interventi di sviluppo ultimati su elettrodotti e stazioni nel corso del 2018	11
Tabella 2 Principali opere di sviluppo in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2018- Gen. 2019 e negli anni precedenti	13
Tabella 3 Principali opere di sviluppo con iter autorizzativo avviato ai sensi della L.239/04 nel corso del 2018 e negli anni precedenti	19
Tabella 4 Principali interventi di sviluppo in concertazione	27
Tabella 5 Opere "pianificate" nel PdS 18 ed attualmente "in valutazione"	29
Tabella 6 Opere "in valutazione" nel PdS 18 ed attualmente "pianificate"	30
Tabella 7 Driver di Piano associati agli interventi pianificati nei Piani di Sviluppo precedenti.....	32

1. INTRODUZIONE

Il presente documento fornisce un quadro dettagliato sullo stato di avanzamento degli interventi di sviluppo inclusi nei Piani di Sviluppo (Piani) precedenti alla presente edizione.

Il documento è strutturato come segue:

- nel capitolo 2 è descritta sinteticamente la classificazione degli interventi di sviluppo;
- nel capitolo 3 vengono descritti gli interventi oggi in corso di studio
- nel capitolo 4 sono riportate le tabelle sullo stato di avanzamento delle opere previste negli interventi con particolare riferimento:
 - opere completate nel corso del 2018;
 - opere in realizzazione;
 - opere in autorizzazione;
 - opere in concertazione;
 - opere che hanno subito modifiche nel corso dell'anno.
- nel capitolo 5 sono riportate le schede di dettaglio degli interventi di sviluppo.

2. 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 a contributo della de-carbonizzazione: 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, qualità 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 2019.

Ogni intervento è classificato sulla base del beneficio principale noto che lo stesso può rispondere anche ad altre categorie.

Con Deliberazione 4 Novembre 2016 n. 627/2016/R/EEL e s.m.i, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha previsto che il Piano di Sviluppo sia corredato da:

- un documento recante la descrizione degli scenari utilizzati nel medesimo Piano decennale, i cui contenuti sono riportati nel Documento di Descrizione degli Scenari edizione 2018;
- un documento recante la metodologia per l'analisi costi benefici applicata per la realizzazione degli obiettivi di cui al successivo comma ...*omissis*;

A completamento dei documenti sopra descritti, in relazione alle analisi effettuate sul recente scenario proposto nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, si rimanda al Piano di Sviluppo 2019.

Tanto premesso, in merito alle finalità degli interventi di sviluppo, la stessa ARERA individua 3 principali categorie 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 RES”): interventi di carattere puntuale che hanno l’obiettivo di massimizzare la penetrazione della produzione da fonte Rinnovabile;
- l’integrazione ex rete RFI, ovvero interventi che contribuiscono a massimizzare il beneficio derivente dall’acquisizione nel perimetro della rete di Trasmissione nazionale (RTN) la rete RFI;
- connessioni: per quegli interventi che hanno ricadute sulle utenze industriali.

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 in ordine ad 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 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.

3. IPOTESI DI SVILUPPO ALLO STUDIO

3.1. INTERCONNESSIONE ITALIA – AUSTRIA IN SINERGIA CON LE INFRASTRUTTURE DI TRASPORTO

Driver: Market efficiency, De-carbonisation

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.

3.2. INTERVENTI DI RINFORZO RETE INTERNA AAT/AT PER INCREMENTO CAPACITÀ DI TRASPORTO FRONTIERA NORD

Driver: Market efficiency, De-carbonisation

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.

3.3. RICLASSAMENTO A 380 KV DI DIRETTRICI 220 KV ESISTENTI

Driver: Market efficiency, De-carbonisation

Nella ricerca di sinergie con infrastrutture esistenti e lo sfruttamento di corridoi energetici presenti sono allo studio attività finalizzate alla ricostruzione di linee a 220 kV al livello superiore di 380 kV.

Tali interventi, come ad esempio il riclassamento a 380 kV della direttrici 220 kV "Villavalle – Roma Nord", "Dugale – Castegnero – Stazione 1" e "Presenzano – Capriati – Popoli" verso S. Giacomo, consentirebbero di rimuovere alcune congestioni potenzialmente riscontrabili in scenari di lungo periodo, sfruttando infrastrutture esistenti ed evitando l'asservimento di nuove aree territoriali.

3.4. RAZIONALIZZAZIONE DEI SISTEMI ELETTRICI DELLA VALCHIAVENNA

Driver: Market efficiency, De-carbonisation, Sostenibilità

Nell'ambito del Comitato di Sorveglianza istituito presso il Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) per il monitoraggio della realizzazione delle attività di razionalizzazione correlate all'elettrodotto di interconnessione "San Fiorano–Robbia", in aggiunta all'intervento che interessa l'area della media Valtellina, proseguono anche le analisi di sviluppo della rete di trasmissione nella valchiavenna potenzialmente interessata da una nuova interconnessione con la Svizzera.

3.5. RIASSETTO RETE AT A SUD DI BELLUNO

Driver: Market efficiency, De-carbonisation

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.

3.6. INSTALLAZIONE DI DISPOSITIVI DI STABILIZZAZIONE DEI PROFILI DI TENSIONE

Driver: Security of supply, Market efficiency

Nel medio periodo lo sviluppo del parco produttivo in aree elettricamente distanti dal carico potrebbe determinare delle criticità dal punto di vista del dispacciamento economico e possibili violazioni delle condizioni di sicurezza del sistema elettrico, soprattutto per quanto riguarda i vincoli di stabilità della tensione. Queste nuove problematiche, tipiche delle analisi di sicurezza dinamica relative alla stabilità di tensione, vanno a sommarsi alle consuete necessità di controllo in condizioni di regime statico del profilo della tensione nelle ore di basso carico, dove i ridotti transiti e la riduzione della generazione tendono naturalmente ad incrementare la tensione sulla rete.

Al fine di far fronte a queste problematiche è allo studio la possibilità di utilizzare, ove ritenuto necessario, dei dispositivi di controllo rapidi della tensione quali STATCOM o SVC.

3.7. DIRETTRICE AAT DI COLLEGAMENTO FRA LE DORSALI ADRIATICA E TIRRENICA

Driver: Security of supply, Market efficiency

In relazione al possibile ulteriore incremento dei transiti in direzione da Sud a Nord, in particolare con riferimento alla sezione Centro Sud–Centro Nord, è allo studio la possibilità di realizzare una nuova trasversale tra la costa tirrenica e la costa adriatica anche attraverso l'utilizzo di corridoi infrastrutturali in corso di realizzazione nel settore dei trasporti ferroviari. La soluzione allo studio sarà oggetto di approfondimenti qualora gli scenari analizzati trovino conferma negli orizzonti dei prossimi piani di sviluppo.

Nell'ambito di tali studi rientrano anche le valutazioni relative alla realizzazione di una nuova stazione di trasformazione in Molise, funzionale ad incrementare la magliatura tra la rete 150 kV e la rete 380 kV sfruttando gli asset in AAT esistenti nell'area di Termoli.

4. TABELLE DI SINTESI

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.

4.1. 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 2018;
- 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 2018 o negli anni precedenti al 2018 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.

4.1.1. Opere di sviluppo ultimate nel corso del 2018

I principali interventi di sviluppo della Rete di Trasporto Nazionale (RTN) realizzati ed entrati in servizio nel corso del 2018 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 2018

Opere di sviluppo ultimate nel corso del 2018						
Regione	Codice intervento	Codice di riferimento Dlb 579/17	Denominazione intervento	Denominazione opera	Stima pre-consuntivo [M€]	Data entrata in servizio
Lombardia	115-P	I-NPR1-3c	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione di Musocco	Elettrodotto in cavo 220 kV L.15"Gadio-Ricevitrice Ovest"	9,0	dic-18
Sicilia	608-P	I-NPR1-4b	Riassetto area metropolitana di Palermo	Raccordo 150 kV alla SE Casuzze "Ciminna-Casuzze"	4,1	apr-18
Veneto	203-P	O-NPR1-10a	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Elettrodotto in cavo 132 kV "Fusina - Sacca Fisola"	18,6	nov-18
Veneto	203-P	O-NPR1-10b	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Elettrodotto in cavo 132 kV "Cavallino - Sacca Serenella"	33,1	giu-18
Veneto	237-P	O-NPR1-11a	Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete	Elettrodotto 132 kV "Schio - Arsiero"(tratto aereo)	1,7	giu-18
Liguria-Piemonte	8-P	O-NPR1-14b	Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	Rimozione limitazioni di portata elettrodotto 380 kV "Vignole - Vado"	5,8	ott-18
Sicilia	501-P	O-NPR1-16a	Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi	Raccordo 150 kV "Messina riviera - CP Villafranca"	5,8	mar-18
Campania	502-P	O-NPR1-17b	Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento	Elettrodotto 380 kV "Benevento II - Benevento III"	19,2	nov-18
Campania	502-P	O-NPR1-17c	Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento	Nuova SE 380/150 kV Benevento III	6,5	ott-18
Campania	502-P	O-NPR1-17d	Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento	Raccordi in cavo 150 kV alla SE 380/150 kV di Benevento III	2,0	mag-18
Abruzzo	405-P		Elettrodotto 150 kV Portocannone -S.Salvo Z.I. e nuovo smistamento	Nuova SE 150 kV S. Salvo smistamento	5,9	lug-18
Abruzzo	405-P		Elettrodotto 150 kV Portocannone -S.Salvo Z.I. e nuovo smistamento	Raccordi 150 kV alla SE di S.Salvo smistamento	2,5	lug-18
Campania	514-P		Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Elettrodotto 220 kV "SE Napoli Levante - C.P. Napoli Direzionale"	6,2	dic-18
Campania	514-P		Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Raccordo 220 kV alla SE Castelluccia "Casoria - Napoli Levante"	2,2	mar-18
Emilia-Romagna	336-P		Stazione 132 kV nel Ravennate	Nuova SE 132 kV Ravenna ZI	3,7	mar-18
Friuli-Venezia Giulia	207-P		Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Variante in cavo interrato 132 kV "Redipuglia - Manzano"	1,0	dic-18

Opere di sviluppo ultimate nel corso del 2018						
Region	Codice intervento	Codice di riferimento Dlb 579/17	Denominazione intervento	Denominazione opera	Stima pre-consuntivo [M€]	Data entrata in servizio
Friuli-Venezia Giulia	207-P		Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Variante in cavo interrato 132 kV "Schiavetti – Redipuglia"	5,7	ott-18
Lazio	428-P		Riassetto rete AT area sud di Roma	Rimozione limitazioni direttrice 150 kV "SE Valmontone - CP Cinecittà"	2,7	mar-18
Liguria	10-P		Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova	Elettrodotto in cavo 132 kV "Genova T – C.le Iren"	1,6	dic-18
Lombardia	4-P		Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate	Variante aerea dell'elettrodotto a 380 kV Baggio - Pieve Albignola nell'ambito del territorio del Comune di Gudo Visconti	2,5	ott-18
Lombardia	109-P		Elettrodotto 132 kV Bergamo - Bas	Elettrodotto in cavo 132 kV "Malpensata - Bergamo Bas"	4,0	dic-18
Piemonte	8-P		Rimozioni limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	Rimozioni limitazioni di portata elettrodotto 380 kV "Lacchiarella-Chignolo Po"	6,2	giu-18
Puglia	510-P		Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud	Installazione reattore SE Erchie	1,5	ago-18
Puglia	510-P		Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud	SE. Brindisi Sud. - Adeguamento. sbarre 150 kV	0,8	dic-18
Sardegna	707-P		Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa – Buddusò	Nuova SE 150kV S.Teresa e relativi raccordi	6,0	nov-18
Sardegna	711-P		Riassetto rete AT area di Cagliari	Elettrodotto in cavo 150 kV "Quartu - Quartucciu"	5,5	ott-18
Trentino-Alto Adige	238-P		Stazione 220 kV Glorenza	Raccordo 132 kV alla SE Glorenza "SE Glorenza - Glorenza CP"	0,4	set-18
Trentino-Alto Adige	220-P		Razionalizzazione rete AT nell'area di S.Massenza	Rimozioni limitazioni elettrodotto 132 kV " Dro-Arco"	0,7	set-18
Veneto	225-P		Potenziamento rete AT area Rovigo	Stazione 132 kV Este installazione trasformatore AT/MT	1,0	nov-18

4.1.2. 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 2018- Gen. 2019 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 ¹	Data ottenimento autorizz.ne	Data prevista entrata in es.
			(rif. procedimento EL-n)		
Piemonte	3-P	Interconnessione HVDC Italia – Francia	Interconnessione in cavo HVDC denominata Piemonte-Savoia (EL-177)	Apr-11	2020
			Varianti: 239/EL-177/141/2011-VL1 239/EL-177/141/2011-VL2	Ago-16 Nov-17	2020
Piemonte	6-P	Razionalizzazione 220/132 kV Provincia di Torino	Riassetto degli ingressi delle linee a 220 kV alla S.E. Pianezza T.217 "Pianezza – Moncalieri", T.231 "Pianezza – Piovasasco", T.233 "Pianezza – Pellerina", T.254 "Pianezza – Torino Nord" (EL-341)	Ott-16	2023
Liguria	10-P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova (Ex Razionalizzazione 132 kV Genova)	Realizzazione linee in cavo a 132 kV T.094 "S.E. Erzelli – Genova Termica" e T.891 "CAE (Iren) – Genova Termica" (EL-350)	Nov-16	2025 ²
Lombardia	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Nuova stazione 220/132 kV di Agnosine ed opere connesse (EL-274)	Mag-14	2020

¹ Sono altresì presenti interventi di sviluppo sulla rete 150 kV in Sicilia, che seguono l'iter autorizzativo secondo il Decreto Legislativo 2 agosto 2007, n.140 ed 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

² Riferita alla prima opera pianificata

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 ¹	Data ottenimento autorizz.ne	Data prevista entrata in es.
			(rif. procedimento EL-n)		
Lombardia	115-P	Razionalizzazione 220 kV città di Milano e Stazione di Musocco	Elettrodotto in cavo 220 kV "P.Venezia – Porta Volta" (EL-276)	Mar-14	2020
Lombardia	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi	Varianti elettrodotti a 220 e 132 kV per la razionalizzazione della rete elettrica nei comuni di Tavazzano, Villavesco e Lodi in provincia di Lodi (EL-204)	Nov-12	2021
Lombardia	106-P	Elettrodotto 220 kV Glorenza - Tirano -der. Premadio	Interramento parziale della linea a 220 kV T.225 "Glorenza - Tirano der. Premadio" e delle linee a 220 kV Lo1 "Premadio - Ric.Sud Milano" e Lo3 "Premadio - Grosio" (EL-349)	Giu-17	2022
Lombardia	126-P	Stazione 380 kV Magenta	Nuova sezione 380kV della S.E. Magenta, con associati nuovi raccordi alla linea 380kV "Turbigo-Baggio" e interrimento parziale della rete a 132 kV. (EL-361)	Mar-18	2022
Lombardia	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Stazione Elettrica 132 kV di Ponte Caffaro, collegamenti alla RTN e opere connesse. (EL-360)	Ott-18	2021
Veneto	237-P (include ex 224-P)	Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete	Potenziamento a 132 kV dell'elettrodotto "Schio-Arsiero" (EL-317)	Giu-15	2019
Veneto	214-P	Elettrodotto 132 kV Area Nord Ovest di Padova (Ex Razionalizzazione 220 kV Area a Nord Ovest di Padova)	Elettrodotti in cavo interrato 132 kV "CP Bassanello - CP Brentelle" e "CP Brentelle - CP Altichiero" 239/EL-333/238/2016	Ott-16	2020 ³
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
Friuli -Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto a 380 kV Udine Ovest – Redipuglia	Elettrodotto 220 kV "Udine Sud – Safau" (EL-368)	Nov-17	2021

³ Riferita alla prima opera pianificata

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 ¹	Data ottenimento autorizz.ne	Data prevista entrata in es.
			(rif. procedimento EL-n)		
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"	Ott-18	2022
Friuli-Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Elettrodotto in cavo interrato 132kVall'elettrodotto "CP Udine Sud – Udine FS"	Giu-18	2022
Trentino-Alto Adige	236-P	Stazione 220 kV Cardano	Autorizzazione provinciale per i raccordi e DIA ex d.l. 239/03 per installazione 2° ATR 220/132kV	Giu-16	2019
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	2019
Emilia-Romagna	323-P	Rete AT area di Modena	Nuovo collegamento 132 kV "Modena N. - Modena E. - Modena Crocetta" (EL-250)	Ott-17	2022
Toscana	311-P	Elettrodotto 132 kV "Grosseto FS – Orbetello FS"	Raccordi a 132 kV della linea "Piancastagnaio 2 - Acquapendente der. Piancastagnaio" alla Centrale Piancastagnaio 3 (EL-320)	Ott-15	2019
Toscana	308-P	Riassetto rete area Livorno	Realizzazione della nuova stazione 132 kV di Collesalveti e relativi raccordi 132 kV (EL-343)	Mar-17	2021
Toscana	317-P	Rete metropolitana Firenze	Elettrodotto a 132 kV "Calenzano – Sesto Fiorentino" der. Unicem n°400 (rif. EL-347)	Lug-17	2020
Toscana	314-P	Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia	Raccordi CP Strettoia (rif. EL-366)	Mag-18	2021

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 ¹	Data ottenimento autorizz.ne	Data prevista entrata in es.
			(rif. procedimento EL-n)		
Toscana	308-P	Riassetto rete area di Livorno	Nuovo raccordo in cavo 132 kV a Livorno Est (EL-376)	Ott-18	2020
Abruzzo	401-P	Interconnessione Italia - Montenegro	Interconnessione in corrente continua HVDC Italia - Montenegro ed opere accessorie comprese opere lato Montenegro(EL-189)	Lug-11	2019
Molise	405-P	Elettrodotto 150 kV Portocannone - S. Salvo Z.I. e nuovo smistamento	Nuova SE 150 kV San Salvo smistamento e relativi raccordi in entra-esce alla linea "Gissi – Montecilfone" e potenziamento della linea 150 kV di connessione alla CP San Salvo (EL-252)	Ott-14	2021 ⁴
Molise	414-P	Stazione 380 kV Rotello	Elettrodotto aereo a150 kV in s.t. "SE Rotello - Rotello smistamento" (EL-321)	Mag-18	2022
Lazio	404-P	Riassetto Area Metropolitana di Roma	Interramento elettrodotti in cavo 150 kV "Roma Sud - Laurentina 1" e "Roma Sud - Laurentina 2 cd Vitinia/Valleranello" (EL-266)	Dic-14	2020
Lazio	418-P	Riassetto rete AT Roma Sud/Latina/Garigliano	Ampliamento della sezione 380 kV nella SE RTN di Aprilia 380 e nuovi collegamenti in cavo interrato 150 kV e 20 kV alla vicina SE RTN di Aprilia 150 (EL-337)	Dic-17	2020
Lazio	409-P	Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma	Ricostruzione e potenziamento dell'elettrodotto in ST 150 kV tipo misto (aereo e cavo interrato) denominato "Nazzano-Fiano" e conseguenti demolizioni di circa 5,3 km dell'esistente elettrodotto. (EL-286)	Mag-18	2020
Campania	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	SE 220/150 kV di Scafati e raccordi aerei in semplice terna alle linee in ST 220 kV "CP Torre nord - CP San Valentino" e in DT 150 kV "CP San Giuseppe Vesuviano - CP Scafati" (EL-280)	Mag-14	2020
Campania	514-P	Riassetto e potenziamento rete città di Napoli	Nuovo elettrodotto in cavo interrato a 220 kV "Napoli Direzionale - S.E. Napoli Levante" e ricostruzione con potenziamento dell'elettrodotto in cavo a 220 kV "Napoli Direzionale - S.E. Castelluccia" (EL-197)	Mar-14	2020 ⁵

⁴ Riferita all'ultima opera pianificata

⁵ Riferita all'ultima opera pianificata

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 ¹	Data ottenimento autorizz.ne	Data prevista entrata in es.
			(rif. procedimento EL-n)		
Campania	516-P	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	Interconnessione 150 kV Nuova SE Sorrento - SE Capri (EL-269)	Giu-15	2020
Campania /Puglia	505-P	"Bisaccia – Deliceto"	Nuovo collegamento 380 kV tra le stazioni di Bisaccia e Deliceto(EL-267)	Apr-17	2021
Campania	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Nuova SE 220 kV Fuorigrotta e collegamenti 220 kV in cavo interrato alle esistenti Cabine Primarie di Astroni, Fuorigrotta e Napoli Centro (EL-288)	Nov-17	2025
Campania	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Collegamento della esistente C.P. a 150 kV di "Mercatello" ad una linea aerea esistente, ma non in esercizio (ex Enel/Distrib.), a 150 kV da connettere alla "Lettere - Montecorvino" (circa 1 km di cavo da realizzare + una campata aerea x la connessione. Gli altri 6 km aerei sono esistenti) (EL-363)	Mag-18	2019
Campania	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Interconnessione a 150 kV "Sorrento - Vico Equense – Agerola – Lettere" (EL-307)	Gen-19	2023
Basilicata	520-P	Interventi sulla rete AT per raccolta di produzione rinnovabile in Basilicata	Rifacimento elettrodotti 150 kV "Matera-Grottole", "Grottole-Salandra cd Salandra FS" e "Salandra -San Mauro Forte" (EL-163/2009)	Apr-15	2021
Calabria/ Basilicata	509-P	Riassetto rete Nord Calabria	Realizzazione SE 220 kV Rotonda	Mag-10	2019
Basilicata	522-P	Elettrodotto 150 kV Castrocuoco C.le e Maratea	Realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra la c.le di Castrocuoco e la stazione elettrica di Maratea (EL-249)	Ago-17	2020
Sicilia	603-P	Elettrodotto 380 kV "Paternò – Pantano – Priolo "	Elettrodotto a 380 kV "Paternò - Priolo" (EL-227)	Feb-18	2023

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 ¹	Data ottenimento autorizz.ne	Data prevista entrata in es.
			(rif. procedimento EL-n)		
Sicilia	602-P	Elettrodotto 380 kV "Chiaramonte – Gulfi – Ciminna"	Elettrodotto 380 kV in DT "Chiaramonte Gulfi - Ciminna" ed opere connesse (EL-279)	Apr-18 ⁶	2026
Sicilia	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo	Elettrodotto 150 kV "Melilli - Priolo CP" e Raz. RTN Siracusa	Apr-18	2022
Sicilia	616-P	Stazione 380 kV Vizzini (ex SE 380 kV Mineo)	Nuova Stazione Elettrica 380/150 kV di Vizzini con raccordi aerei 380-150 kV alla Rete di Trasmissione Nazionale ed opere connesse (EL-316)	Sett-18	2022
Sardegna	715-P	Stazione a 150 kV di Selegas	Nuova stazione di smistamento in corrispondenza dell'incrocio delle direttrici "Goni – S-Miali" e "Villasor - Nurri" (EL-301)	Dic-17	2022
Sardegna	716-P	Stazione a 150 kV di Nuraminis	Nuova stazione di smistamento in entrata alla linea a 150 kV "Villasor – Nurri" (EL-298)	Dic-17	2022

⁶ In applicazione della sentenza del Consiglio di Stato n. 04737 del 2018, il 27/11/2018 è stato riaperto il procedimento autorizzativo presso il MISE.

4.1.3. 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 2018 e quelle il cui iter autorizzativo è stato avviato negli anni precedenti al 2018.

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 2018 e negli anni precedenti

Principali opere con iter autorizzativo in corso					
Regione	Codice Intervento	Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 ⁷ (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera di avvio iter (M€)
Puglia	512-P	Stazione 380/150 kV di Palo del Colle	Elettrodotto 150 kV Corato - Bari Ind. 2 (EL-151) e realizzazione SE 150 kV Bari Termica (DIA MiSE giu-2014)	Apr-09	7,7
Emilia-Romagna / Toscana	302-P	Elettrodotto 380 kV Calenzano – S. Benedetto del Querceto – Colunga	Ricostruzione in classe 380 kV degli elettrodotti 220 kV Casellina - San Benedetto del Querceto e San Benedetto del Querceto - Colunga nel tratto tra le stazioni di Colunga e Calenzano (EL-173)	Set-09	79,5
Campania	518-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Campania	Potenziamento elettrodotto AT 150 kV singola terna Buccino – Contursi (EL-174) ⁸	Set-09	2,2
Calabria	509-P	Riassetto rete nord Calabria	Nuovo elettrodotto a 380 kV tra la linea esistente Laino - Rossano 1 e l'esistente Stazione Elettrica di Altomonte (EL-190)	Dic-09	4,8
Campania	506-P	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord - Benevento II	Realizzazione elettrodotto 380 kV Avellino Nord – Montecorvino (EL-209)	Apr-10	132,6
Toscana	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente	Realizzazione cavo marino 132 kV Portoferraio – Colmata (EL-219)	Lug-10	34

⁷ Sono altresì presenti interventi di sviluppo sulla rete 150 kV in Sicilia, che seguono l'iter autorizzativo secondo il Decreto Legislativo 2 agosto 2007, n.140

⁸ Ritirata istanza di autorizzazione con nota del 08/09/2017

Principali opere con iter autorizzativo in corso					
Regione	Codice Intervento	Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 ⁷ (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera di avvio Iter (M€)
Lazio	404-P	Riassetto area metropolitana di Roma	Realizzazione SE 380 kV di Roma Sud-Ovest (EL-223)	Lug-10	54
Basilicata	520-P	Interventi sulla rete AT per raccolta di produzione rinnovabile in Basilicata	Potenziamento elettrodotto 150 kV Acquaviva delle Fonti – Matera (EL-218) ⁹	Lug-10	3,5
Campania/Puglia	505-P	Stazioni 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento	Nuovo elettrodotto a 150 kV doppia terna SE Troia - SE Celle San Vito/Faeto (EL-224)	Ago-10	4,4
Lazio	404-P	Riassetto area metropolitana di Roma	Realizzazione SE 380 kV di Flaminia ed elettrodotto 380 kV Roma Nord - Flaminia - Roma Ovest (EL-230)	Nov-10	107,6
Emilia-Romagna	307-P	Elettrodotto 220 kV Colunga-Este	Riassetto della rete 132 kV tra Colunga e Ferrara (EL-240)	Dic-10	9,9
Campania/Puglia	505-P	Stazioni 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento	Nuovo elettrodotto a 150 kV doppia terna SE Troia - SE Roseto/Alberona (EL-233)	Dic-10	6
Calabria	509-P	Riassetto rete nord Calabria	Razionalizzazione rete AT nel comune di Castrovillari (EL-260)	Lug-11	5
Veneto	216-P	Razionalizzazione rete media valle del Piave	Razionalizzazione e sviluppo della RTN nella Media valle del Piave (EL-251)	Ago-11	75
Piemonte / Lombardia	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Variante 220 kV "Ponte-Verampio" (Razionalizzazione rete AT Val Formazza) (EL-275)	Set-11	118,9
Campania	518-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Campania	Potenziamento elettrodotto 150 kV Campagna-Montecorvino -2 ^a fase (EL-263)	Set-11	11,5

⁹ Iter sospeso per effetto del provvedimento di VIA negativo emanato il 11/05/2018

Principali opere con iter autorizzativo in corso					
Regione	Codice Intervento	Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 ⁷ (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera di avvio Iter (M€)
Sicilia	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo	Elettrodotto 150 kV Augusta – Augusta 2	Ott-11	6,3
Emilia- Romagna	320-P	Razionalizzazione rete 132 kV area di Reggio-Emilia	Razionalizzazione rete 132 kV di Reggio Emilia (EL-278) ¹⁰	Dic-11	25,1
Lombardia	113-P	Razionalizzazione provincia di Lodi	Razionalizzazione della rete AT in provincia di Lodi – Lotto 3 (EL-282)	Feb-12	26
Lazio	408-P	Sviluppi di rete nell'area di Cassino	Nuova SE 150 kV di Pontecorvo e relativi raccordi e nuovo elettrodotto a 150 kV SE Pontecorvo - Cassino smist. (EL-271) ¹¹	Feb-12	9,4
Abruzzo / Molise / Puglia	402-P	Elettrodotto 380 kV "Foggia – Villanova"	Elettrodotto aereo 380 kV in doppia terna "Gissi – Larino – Foggia" ed opere connesse (EL-285)	Lug-12	101,6
Campania / Puglia	505-P	Stazioni 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento	Elettrodotto aereo 150 kV doppia terna SE Troia - CP Troia - SE Troia /EOS1 ed opere connesse (EL-291)	Lug-12	4,9
Umbria	421-P	Razionalizzazione rete AT in Umbria	Nuovo elettrodotto RTN 150 kV Cappuccini-Camerino e connessa variante all'elettrodotto Cappuccini-Preci tra il sostegno n.83 ed il portale della SE di Cappuccini (EL-306)	Nov-12	6,1
Umbria	421-P	Razionalizzazione rete AT in Umbria	Elettrodotto 220 kV "Pietrafitta - Villavalle" (EL-314)	Mar-13	3,6
Lazio	416-P	Stazione 380 kV Tuscania	Raccordo aereo a 150 kV in doppia terna della linea 150 kV Canino - Arlena alla SE Tuscania (EL-310)	Giu-13	3,7

¹⁰ Iter sospeso per effetto del provvedimento di VIA negativo emanato il 11/05/2018

¹¹ Ritirata istanza di autorizzazione con nota del 11/09/2017

Principali opere con iter autorizzativo in corso					
Regione	Codice Intervento	Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 ⁷ (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera di avvio Iter (M€)
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
Piemonte	14-P	Elettrodotto 132 kV "Magliano Alpi – Fossano" e scrocio di Murazzo	Elettrodotto 132 kV "Magliano Alpi – Fossano" (EL-322)	Dic-13	9
Lombardia	104-P	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	Riqualificazione a 380 kV dell'elettrodotto aereo "Cassano – Ric.Ovest Brescia" nella tratta compresa tra le città di Cassano d'Adda e Chiari ed opere connesse (EL-326)	Dic-13	49,3
Veneto	237-P	Stazione 220 kV Schio	SE 220/132 kV Malo e relativi raccordi (EL-325)	Dic-13	17,3
Emilia- Romagna / Toscana	302-P	Elettrodotto 380 kV Calenzano – S. Benedetto del Querceto – Colunga	SE Vaiano 380/132 kV e raccordi alla linea 380 kV Bargi – Calenzano (EL-323)	Dic-13	40,4
Umbria	421-P	Razionalizzazione rete AT in Umbria	Elettrodotto 220 kV "Villavalle" – Spoleto" Variante di tracciato (EL-344)	Mar-14	1,7
Lombardia	127-P	Stazione 380 kV Mese	Nuova SE 380/220/132 kV di Mese e dei raccordi alla rete limitrofa (EL-332)	Giu-14	41
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
Puglia	510-P	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud	Raccordi aerei a 150 kV in doppia terna dall'esistente elettrodotto "CP Palagianò - CP Gioia del Colle" alla Stazione Elettrica di Castellaneta (TA) (EL-335)	Giu-14	6,1

Principali opere con iter autorizzativo in corso					
Regione	Codice Intervento	Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 ⁷ (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera di avvio Iter (M€)
Calabria	509-P	Riassetto rete nord Calabria	Elettrodotto a 150 kV in semplice terna "CP Feroletto - Soveria Mannelli" - Variante in cavo interrato in ingresso alla SE di Feroletto (EL-338)	Lug-14	4,6
Sardegna	707-P	Elettrodotto 150 kV S. Teresa – Buddusò	Elettrodotto 150 kV "Santa Teresa – Tempio – Buddusò" e nuove stazioni 150 kV di Tempio e Buddusò e relativi raccordi (EL-327)	Ott-14	43,7
Lazio	419-P	Riassetto rete Roma Ovest -Roma Sud Ovest	Nuovo elettrodotto in cavo interrato 150 kV "CP Porto – CP Fiumicino" (EL-346)	Feb-15	8,2
Lombardia	119-P	Razionalizzazione 132 kV Cremona	Razionalizzazione 132 kV Cremona – Riassetto delle linee a 132 kV T.657 "Pessina - FS Cremona", T.181 "Pessina - Canneto sull'Oglio", T.184 "Asola - Canneto sull'Oglio" (EL-348)	Lug-15	9,8
Campania	510-P	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile nel Sud	Stazione elettrica 220/150 kV di Montesano e raccordi aereo/cavo per la connessione alla RTN (EL-351)	Set-15	12,1
Lombardia	8-P	Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	Variante nel comune di Chignolo Po (PV) dell'Elettrodotto aereo a 380 kV in semplice terna S.E. di Lacchiarella - Chignolo Po T.374 (EL-359)	Gen-16	4,3
Piemonte	6-P	Razionalizzazione 220/132 kV Provincia di Torino	Razionalizzazione Rete Elettrica 220 kV della città di Torino - Realizzazione della tratta in cavo interrato a 220 kV del nuovo collegamento T.213 "Pianezza - Grugliasco" e dei nuovi tratti delle linee aeree a 220 kV in ingresso alla S.E. Pianezza T.216 "Rosone - Pianezza" e T.231 "Piossasco - Pianezza" (EL-353)	Dic-16	26,2
Veneto	203-P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova (EL-362)	Dic-16	183
Piemonte	6-P	Razionalizzazione rete 220 kV città di Torino	Nuovo Raccordo aereo linea 132 kV Rosone – Torino SudOvest/Balangero (EL-381)	Giu-17	4,3

Principali opere con iter autorizzativo in corso					
Regione	Codice Intervento	Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 ⁷ (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera di avvio Iter (M€)
Lombardia	108-P	Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo	Rifacimento linea La Casella – Broni – Arena PO (EL-382)	Giu-17	4,8
Basilicata	510-P	Stazione 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel SUD	Raccordi 150 kV tra SE Melfi e la linea CP Melfi e Melfi Fiati (EL-383)	Giu-17	7,4
Sicilia	613-P	Interventi sulla rete AT di Ragusa	Rimozione derivazione rigida SE Ragusa e la CP Modica	Giu-17	1,7
Liguria	10-P	Rafforzi 132kV area metropolitana di Genova	Elettrodotto 132 kV Molassana – Borgoratti (EL-380)	Lug-17	3,4
Toscana	317-P	Rete Metropolitana di Firenze	Riassetto rete AT area metropolitana di Firenze (EL385)	Lug-17	14
Campania	504-P	Riassetto rete AT Penisola Sorrentina	Connessione 150 kV Fincantieri e CP Castellammare (EL-287)	Ago-17	0,2
Campania	504 P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	150 kV CP Solofra-CP Mercato di San Severino-CP Baronissi (EL-388)	Set-17	18,5
Puglia	512-P	Stazione 380/150 kV di Palo del Colle	Varianti localizzative inerenti l'elettrodotto a 150 kV "SE Palo del Colle - Bari Termica (EL-133 VL)	Mar-18	1,3
Abruzzo	417-P	Stazione 150 kV Celano	Nuova SE a 150 kV di Celano - Variante localizzativa (EL-239 VL)	Giu-18	2,2
Puglia	526-P	Elettrodotto 150 kV Noci – Martina Franca	Collegamento a 150 kV misto aereo/cavo tra le CP di Martina Franca e di Noci (EL-398)	Giu-18	19,7
Campania	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Poggio Reale-Napoli centro (cavo 220 kV) (EL-400)	Lug-18	15,3

Principali opere con iter autorizzativo in corso					
Regione	Codice Intervento	Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 ⁷ (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera di avvio Iter (M€)
Molise	405-P	Elettrodotto 150 kV Portocannone – S. Salvo Z.I. e nuovo smistamento	Variante all'elettrodotto a 150 kV "Termoli Sinarca - Termoli Z.I. (EL-402)	Ago-18	0,9
Abruzzo	420-P	Riassetto rete Teramo - Pescara	Riassetto della rete a 380 kV e 132 kV in Provincia di Teramo - Ampliamento SE Teramo (EL-405)	Ott-18	41,8
Sicilia	611-P	Interventi sulla rete AT nell'area di Catania	Realizzazione raccordi in cavo a 150 kV tra la "CP Catania Est - Catania Nord e CP Villa Bellini"	Mar-18	10,8
Sicilia	612-P	Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania	Realizzazione nuovi elettrodotti in cavo interrato a 150 kV denominati "C.P. S. Giovanni Galermo – C.P. S. Giovanni La Punta" e "C.P. S. Giovanni La Punta - C.P. Aci Castello"	Mag-18	28
Sicilia	613-P	Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa	Risoluzione T Rigido "C.P. Gela – C.P. Vittoria derivazione C.P. Dirillo"	Mag-18	0,6
Emilia- Romagna / Toscana	302-P	Elettrodotto 380 kV Colunga – Calenzano	Elettrodotto aereo a 380 kV "Bargi - Calenzano" - Variante aerea in loc. Carraia (EL-395)	Mag-18	3,9
Veneto / Trentino Alto-Adige	215-P	Riassetto rete alto Bellunese	Riassetto della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale nell'Alto Bellunese (EL-397)	Mag-18	59,4
Trentino Alto-Adige	238-P	Stazione 220 kV Glorenza	Interramento parziale della linea 220 kV T.225 "Glorenza-Tirano-Premadio" (EL-396)	Mag-18	5,8
Lombardia	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Razionalizzazione Val Sabbia: nuovo cavo 132 kV Agnosine – Ferriera Val Sabbia (EL-403)	Set-18	2,4
Lombardia	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Razionalizzazione Val Sabbia: Realizzazione nuovo tratto a 132 kV in doppia terna per ingresso in C.P. Lumezzane delle linee T.712 e T.128 (EL-406)	Ott-18	2,1

Principali opere con iter autorizzativo in corso					
Regione	Codice Intervento	Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 ⁷ (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera di avvio Iter (M€)
Sicilia	602-P	Elettrodotto 380 kV "Chiaramonte – Gulfi – Ciminna"	Elettrodotto 380 kV in DT "Chiaramonte Gulfi - Ciminna" ed opere connesse (EL-279 bis)	Ott-18 ¹²	277
Abruzzo	411-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Abruzzo e Lazio	Elettrodotto in cavo interrato 150 kV Pettino – Torrione (EL-407)	Ott-18	7,5
Lazio	409-P	Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma	Raccordi a 150 kV aereo/cavo alla cabina primaria a 150 kV di "Santa Lucia di Mentana" (EL-408)	Nov-18	2,6
Toscana	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente	132 kV S. Giuseppe – Portoferraio n. 048 (Variante localizzativa Portoferraio) (EL-409)	Nov-18	21,4
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
Calabria	525-P	Rinforzi rete AT Calabria centrale ionica	Raccordi in DT alla SE 380/150 kV di Maida dall'elettrodotto 150 kV Girifalco - Jacurso" e demolizioni (EL-412)	Nov-18	4

¹² In applicazione della sentenza del Consiglio di Stato n. 04737 del 2018, il 27/11/2018 è stato riaperto il procedimento autorizzativo presso il MISE.

4.1.4. 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	319-P	Anello 132 kV Riccione – Rimini
Emilia Romagna	337-P	Rete 132 kV tra Romagna e Toscana
Emilia Romagna	320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia
Abruzzo	420-P	Riassetto rete Teramo - Pescara
Campania	506-P	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II (tratto Avellino Nord - Benevento II)
Sicilia	604-P 619-P	Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 – Villafranca
Sardegna	301-P	Interconnessione Sardegna - Corsica – Italia (SA-CO.I 3)
Sicilia	601-I	Interconnessione Italia-Tunisia
Sardegna	708-P	Selargius – Goni
Calabria	521-P	Calusia-Mesoraca-Belcastro-Catanzaro
Sicilia	613-P	Scicli-Santa Croce Camerina-Vittoria
Marche	403-P	Acquara-Porta Potenza-Picena
Lombardia	112-S	Razionalizzazione Valtellina
Piemonte	4-P	Razionalizzazione Val Formazza

4.1.5. 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 2018 vs. PdS 2019) che per singola fase;
- dell'attività di monitoraggio dello stato degli interventi del PdS 2019 con avvio attività, avvio cantieri e completamento originariamente programmati per l'anno 2018, 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

Come rappresentato in Figura 1, la variazione della distribuzione delle opere nelle diverse fasi di avanzamento tiene conto di:

- avanzamento intervenuto nel corso del 2018;
- differente perimetro nel numero delle Opere legato a 1) Opere che nell'edizione 2018 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 2018.

Si riporta nella il dettaglio delle principali opere che nel corso del 2018 sono passate dallo stato "pianificato" allo stato "in valutazione" e viceversa (Tabella 6). 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.

Figura 1 Stato di avanzamento complessivo delle opere PdS

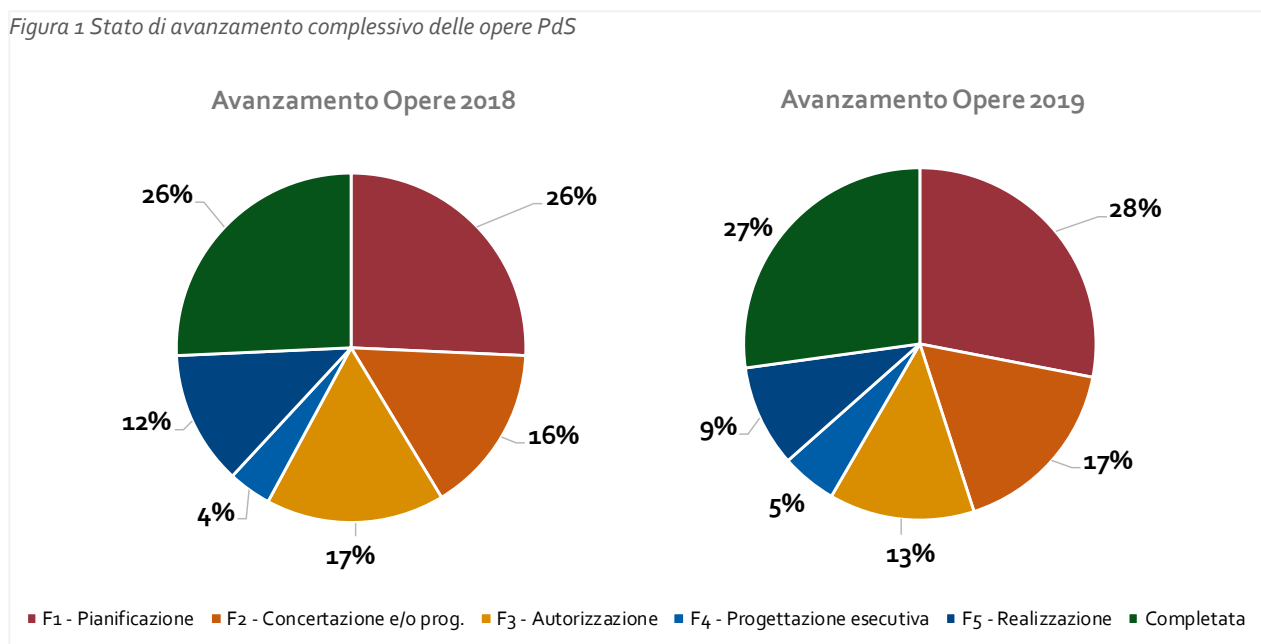


Tabella 5 Opere "pianificate" nel PdS 18 ed attualmente "in valutazione"

Nuove opere "in valutazione"			
Rango	Denominazione Intervento	Opera	Motivazione
504-S	Ulteriori interventi riassetto rete AT penisola Sorrentina	Nuova stazione 380/220/150 kV Forino e raccordi alla linea 380 kV "Montecorvino-Santa Sofia"	Variazione del contesto di riferimento socio-ambientale
		Nuovo collegamento 150 kV tra la futura SE di Forino e l'impianto di Mercato S. Severino	
		Nuovo collegamento 150 kV tra la futura SE di Forino e la CP di Solofra	
524-S	Anello 150 kV Brindisi Industriale	Nuovo stallo presso la sezione 150 kV di Brindisi Pignicelle	Variazione del contesto di riferimento socio-ambientale
		By-pass 220 kV in accesso alla SE di proprietà Edipower	
418-S	Dorsale tirrenica 150 kV nel basso Lazio	Ricostruzione in doppia terna di un tratto dell'elettrodotto 150 kV "Latina – Latina Scalo" raccordando una terna all'impianto Le Ferriere	Riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni e all'incertezza sulla fattibilità
409-S	Stazione 150 kV Stroncone	Potenziamento dell'elettrodotto 150 kV "Villavalle – Orte" nel tratto compreso tra Orte e l'attuale derivazione a T (Stroncone sez.) presente sulla linea a tre estremi Villavalle – Salisano – derivazione Orte, fino alla SE Villavalle	Riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni
618-S	Stazione 220 kV Noto - Interventi sulla rete AT nell'area sud-orientale della Sicilia	Per consentire il superamento dell'attuale derivazione rigida Ragusa – Pozzallo – der. Ragusa 2, il tratto a 150 kV Ragusa – Ragusa all. sarà ricostruito in d.t., ottenendo i collegamenti diretti Ragusa – Ragusa 2 e Ragusa – Pozzallo.	Variazione del contesto di riferimento socio-ambientale
302-S	Stazione 380 kV Vaiano	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.	In relazione alle sopravvenute criticità autorizzative, l'attività non ha carattere prioritario essendo stati definiti interventi alternativi nell'area più a Nord.
6-P	Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino	Elettr. 132 kV "Fucine - Funghera"	Variazione del contesto di riferimento socio-ambientale
		Elettr. 132 kV "Crot-Agip Robassomero – der Lemie"	
		Elettr. 132 kV "Agip Robassomero – Venaria"	

Tabella 6 Opere "in valutazione" nel PdS 18 ed attualmente "pianificate"

Nuove opere "pianificate"			
Rango	Denominazione Intervento	Opera	Motivazione
504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Nuovo elettrodotto 150 kV tra area Castellammare e Sorrento/Vico Eq.	Variazione del contesto di riferimento socio-ambientale
408-P	Sviluppi di rete nell'area di Cassino	Nuova SE 150 kV nelle vicinanze dell'attuale impianto di Sud Europa Tissue (Ut. Wepa Lucca).	Variazione del contesto di riferimento socio-ambientale
112-S	Razionalizzazione 380kV Media Valtellina (Fase B)	Riconsiderato intero intervento	Variazione del contesto di riferimento socio-ambientale
117-P	Razionalizzazione rete AT Val Camonica/Val Seriana (BG)	Riconsiderato intero intervento	Variazione del contesto di riferimento socio-ambientale
10-P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova	Potenziamento ele. 132 kV Morigallo - Molassana	Variazione del contesto di riferimento socio-ambientale
		Eliminazione collegamento Dogali NK – Canevari e realizzazione nuovo collegamento in cavo Dogali-Canevari	
		Eliminazione T-rigido Quadrivio e realizzazione collegamento diretto Morigallo - Quadrivio	
		Realizzazione collegamento diretto Genova T. – Dogali	
		Interramento tratto di elettrodotto Genova T. - Dogali	

5. SCHEDE DEGLI INTERVENTI DEI PIANI DI SVILUPPO PRECEDENTI

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

- Nord – Ovest (Valle d’Aosta, Piemonte e Liguria);
- Nord (Lombardia);
- Nord – Est (Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia);
- Centro – Nord (Emilia Romagna e Toscana);
- Centro (Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo e Molise);
- Sud (Campania, Puglia, Basilicata e Calabria);
- Sicilia;
- Sardegna.

Per ogni area geografica è inoltre presente una sintesi dei bilanci energetici regionali e dello stato della rete.

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 5 presenta la lista degli interventi di sviluppo pianificati nei Piani precedenti al PdS 2019, indicando i driver di Piano (finalità) associati a ciascuno di essi.

Tabella 7 Driver di Piano associati agli interventi pianificati nei Piani di Sviluppo precedenti

Area Territoriale	Codice Intervento	Intervento	Decarbonisation	Security of supply	Market efficiency	Sostenibilità
Nord Ovest	1-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	●	●	●	●
Nord Ovest	2-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Francia sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	●	●	●	●
Nord Ovest	3-P	Interconnessione Italia-Francia	●	●	●	●
Nord Ovest	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate		●		●
Nord Ovest	6-P	Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino		●		●
Nord Ovest	7-P	Sviluppi rete nelle province di Asti ed Alessandria		●		
Nord Ovest	8-P	Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	●	●	●	●
Nord Ovest	10-P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova (Ex Razionalizzazione 132 kV Genova)		●		●
Nord Ovest	13-P	Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella	●	●		●
Nord Ovest	14-P	Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi – Fossano e scroscio di Murazzo		●		●
Nord Ovest	15-P	Elettrodotto 132 kV "Imperia - S. Remo"		●		
Nord Ovest	18-P	Rete Sud Torino		●		
Nord Ovest	19-P	Rete Cuneo - Savona		●		
Nord Ovest	23-P	Rete 132 kV provincia di Aosta		●		
Nord Ovest	24-P	Stazione 220 kV Novara Sud		●		
Nord Ovest	26-P	Stazione 220 kV San Colombano		●		●
Nord Est	100-I	Incremento della capacità di interconnessione con l'Austria sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	●		●	●
Nord	104-P	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia		●	●	
Nord	106-P	Elettrodotto 220 kV Glorenza – Tirano – der.Premadio	●	●	●	●
Nord	108-P	Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo		●		
Nord	109-P	Elettrodotto 132 kV Bergamo – Bas		●		●
Nord	110-P	Riassetto rete AT tra Lodi e Piacenza		●		
Nord	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi		●		●
Nord	114-P	Riassetto rete 132 kV Brescia		●		●

Area Territoriale	Codice Intervento	Intervento	Decarbonisation	Security of supply	Market efficiency	Sostenibilità
Nord	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco		●		●
Nord	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	●	●		●
Nord	119-P	Razionalizzazione 132 kV Cremona		●		
Nord	126-P	Stazione 380 kV Magenta		●		●
Nord	127-P	Stazione 380 kV Mese	●	●		●
Nord	130-P	Stazione 220 kV Vaiano Valle		●	●	
Nord	137-P	Stazione 380 kV Bovisio		●		
Nord	138-P	Stazione 380 kV Brugherio		●		
Nord	142-P	Stazione 380 kV Tavazzano		●		
Nord	143-P	Stazione 380 kV Turbigo		●		
Nord	144-P	Stazione 380 kV S.Rocco		●		
Nord	145-P	Stazione 220 kV Grosotto		●		
Nord	147-P	Rete 132 kV Verderio - Ciserano		●		
Nord	149-P	Elettrodotto 132 kV Cedrate - Casorate		●		
Nord	151-P	Elettrodotto 132 kV tra le stazioni di Stazzona e Verderio	●	●		●
Nord	152-P	Stazione 220 kV Tirano		●		
Nord	153-P	Riassetto rete 132 kV area Rho		●		
Nord	154-P	Riassetto lago di Como		●		●
Nord	155-P	Stazione 132 kV Novara Est		●		
Nord	156-P	Razionalizzazione rete 132 kV Cislago – Castellanza – Olgiate O.		●		
Nord	158-P	Stazione 220 kV Villeneuve		●		
Nord	159-P	Stazione 132 kV Villadossola		●		
Nord	160-P	Nuova interconnessione 132 kV "Nava – S. Dalmas"		●		
Nord Est	200-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	●		●	●
Nord Est	203-P	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova		●	●	●

Area Territoriale	Codice Intervento	Intervento	Decarbonisation	Security of supply	Market efficiency	Sostenibilità
Nord Est	204-P	Elettrodotto 220 kV Italia-Austria	●		●	
Nord Est	206-P	Stazione 380 kV di Volpago		●	●	●
Nord Est	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia		●	●	●
Nord Est	208-P	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vize - Steinach	●		●	●
Nord Est	210-P	Elettrodotto 132 kV Redipuglia - Duino		●		
Nord Est	213-P	Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone		●		
Nord Est	214-P	Elettrodotto 132 kV area nord ovest Padova		●		●
Nord Est	215-P	Riassetto rete alto Bellunese	●	●		●
Nord Est	216-P	Razionalizzazione rete media valle del Piave	●	●		●
Nord Est	218-P	Potenziamento rete AT Padova		●		
Nord Est	220-P	Razionalizzazione rete AT nell'area di S.Massenza	●	●		
Nord Est	221-P	Razionalizzazione 132 kV Trento Sud		●		
Nord Est	222-P	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	●	●		●
Nord Est	224-P	Potenziamento rete AT a nord di Schio		●		●
Nord Est	225-P	Potenziamento rete AT area Rovigo		●		
Nord Est	227-P	Stazione 380 kV in provincia di Treviso (Vedelago)		●		●
Nord Est	229-P	Stazione 380 kV Sandrigo		●		
Nord Est	235-P	Stazione 220 kV Ala		●		
Nord Est	236-P	Stazione 220 kV Cardano	●	●		●
Nord Est	237-P	Stazione 220 kV di Schio		●		●
Nord Est	238-P	Stazione 220 kV Glorenza	●	●		●
Nord Est	239-P	Stazione 380 kV Dugale		●		
Nord Est	240-P	Stazione Bressanone	●	●		●
Nord Est	241-P	Stazione 132 kV Nove		●		
Nord Est	244-P	Elettrodotto 132 kV Castelfranco - Tombolo (ex elettrodotto 132 kV Castelfranco-Castelfranco Sud)		●		

Area Territoriale	Codice Intervento	Intervento	Decarbonisation	Security of supply	Market efficiency	Sostenibilità
Nord Est	245-P	Direttrice 132 kV Terme di Brennero - Bolzano FS - Mori	●	●		●
Nord Est	246-P	Direttrice 132 kV Opicina FS-Redipuglia			●	
Nord Est	249-P	Stazione 220/132 kV S.Floriano	●			
Nord Est	250-P	Riassetto rete Caneva		●		
Centro Nord	251-P	Stazione 132 kV Vipiteno		●		
Nord Est	252-P	Interconnessione AT Dobbiaco - Austria			●	
Nord Est	253-P	Stazione 220/132 kV Padriciano		●		
Sardegna / Centro Nord	301-P	Sviluppo interconnessione Sardegna – Corsica – Italia	●	●	●	●
Centro Nord	302-P	Elettrodotto 380 kV Colunga – Calenzano	●	●	●	●
Centro Nord	305-P	Rete AT di Arezzo		●		
Centro Nord	306-P	Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca		●	●	
Centro Nord	307-P	Elettrodotto 220 kV Colunga - Este		●		
Centro Nord	308-P	Riassetto rete area Livorno		●	●	
Centro Nord	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente		●	●	●
Centro Nord	310-P	Elettrodotto 132 kV Borgonovo – Salsominore – Borgotaro	●	●		
Centro Nord	311-P	Elettrodotto 132 kV Grosseto FS – Orbetello FS	●	●		
Centro Nord	312-P	Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza – Farinello – Larderello	●	●		●
Centro Nord	313-P	Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – Larderello	●	●		●
Centro Nord	314-P	Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia		●		
Centro Nord	317-P	Rete metropolitana di Firenze		●		●
Centro Nord	318-P	Riassetto di Ferrara		●		
Centro Nord	319-P	Anello 132 kV Riccione - Rimini		●		●
Centro Nord	320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia		●		
Centro Nord	321-P	Rete area Forlì/Cesena		●		
Centro Nord	322-P	Rete Nord – Ovest Emilia		●		

Area Territoriale	Codice Intervento	Intervento	Decarbonisation	Security of supply	Market efficiency	Sostenibilità
Centro Nord	323-P	Rete AT area di Modena		●		
Centro Nord	324-P	Rete AT area di Pistoia		●		
Centro Nord	326-P	Riassetto rete AT a Nord di Bologna		●		●
Centro Nord	327-P	Elettrodotto 132 kV Laguna - Faenza		●		
Centro Nord	333-P	Stazione 380 kV Colunga		●		
Centro Nord	335-P	Stazione 220 kV Avenza		●		
Centro Nord	336-P	Stazione 132 kV nel Ravennate		●		
Centro Nord	337-P	Rete 132 kV tra Romagna e Toscana		●		
Centro Nord	338-P	Stazione 380 kV a nord di Grosseto		●		
Centro Nord	339-P	Direttrice 132 kV Talamello-Subbiano all.		●		
Centro Nord	340-P	Direttrice 132 kV Pian della Speranza-Subbiano all.		●		
Centro Nord	341-P	Direttrice 132 kV Pontremoli FS-Borgotaro FS-Berceto FS		●		
Centro Nord	342-P	Direttrice 132 kV Colunga CP-Beverara RFI-Grizzana RFI		●		
Centro Nord	343-P	Direttrice 132 kV Martignone - Castelmaggiore		●		
Nord	345-P	Stazione 380/132 kV Larderello	●			
Nord	346-P	Stazione 220 kV Colorno		●		
Centro	401-I	Incremento della capacità di interconnessione con il Montenegro ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	●		●	●
Centro	401-P	Interconnessione HVDC Italia - Montenegro	●		●	●
Centro	402-P	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	●	●	●	●
Centro	403-P	Rete AAT/AT medio Adriatico		●		●
Centro	404-P	Riassetto area metropolitana di Roma		●		●
Centro	405-P	Elettrodotto 150 kV Portocannone – S. Salvo Z.I. e nuovo smistamento		●		
Centro	406-P	Stazione 150 kV Mazzocchio derivazione		●		
Centro	407-P	Sviluppi di rete sulla direttrice Villavalle – Popoli		●		●
Centro	408-P	Sviluppi di rete nell'area di Cassino		●		

Area Territoriale	Codice Intervento	Intervento	Decarbonisation	Security of supply	Market efficiency	Sostenibilità
Centro	409-P	Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma		●		●
Centro	410-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Abruzzo e Molise	●	●		●
Centro	411-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Abruzzo e Lazio	●	●		●
Centro	412-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Campania e Molise	●	●		●
Centro	414-P	Stazione 380 kV Rotello	●	●		●
Centro	416-P	Stazione 380 kV Tuscania		●		
Centro	417-P	Stazione 150 kV Celano	●	●		●
Centro	418-P	Riassetto rete AT Roma Sud – Latina - Garigliano		●		
Centro	419-P	Riassetto rete Roma Ovest - Roma Sud Ovest		●		●
Centro	420-P	Riassetto rete Teramo - Pescara		●		
Centro	421-P	Razionalizzazione rete AT in Umbria	●	●		●
Centro	428-P	Riassetto rete AT area Sud di Roma		●		●
Centro	430-P	Stazione 132 kV Cappuccini		●	●	
Centro Nord / Centro Sud	432-P	Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord	●	●	●	●
Centro	433-P	Rimozione derivazione rigida S. Angelo		●		
Centro Sud	434-P	Nuovo collegamento AT "SSE Carrito FS – CP Collarmele"		●		●
Centro Sud	435-P	Nuovo collegamento AT "SSE Carsoli FS - CP Carsoli"		●		●
Centro Sud / Centro Nord	436-P	HVDC Centro Sud / Centro Nord	●	●	●	●
Centro Sud	437-P	Elettrodotto 150 kV "Villavalle – Leonessa	●	●		●
Sud	501-P	Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi	●		●	●
Sud	502-P	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento	●		●	●
Sud	503-P	Riassetto rete AT nell'area di Potenza	●	●		●
Sud	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina		●		●
Sud	505-P	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile: rinforzi rete AAT e AT nell'area tra Foggia e Benevento	●	●	●	●
Sud	506-P	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II	●	●	●	●

Area Territoriale	Codice Intervento	Intervento	Decarbonisation	Security of supply	Market efficiency	Sostenibilità
Sud	509-P	Riassetto rete nord Calabria	●	●	●	●
Sud	510-P	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud	●	●		●
Sud	511-P	Stazione 380 kV S. Sofia		●		●
Sud	512-P	Stazione 380/150 kV di Palo del Colle		●		●
Sud	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli		●		●
Sud	515-P	Stazione 220 kV Maddaloni		●		
Sud	516-P	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	●	●	●	●
Sud	517-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Lazio e Campania	●	●		●
Sud	518-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile in Campania	●	●		●
Sud	519-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Puglia	●	●		●
Sud	520-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Basilicata	●	●		●
Sud	521-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Calabria	●	●		●
Sud	522-P	Elettrodotto a 150 kV Castrocuoco – Maratea	●	●		●
Sud	523-P	Elettrodotto 150 kV Sural – Taranto Ovest		●		
Sud	524-P	Anello 150 kV Brindisi Industriale		●		●
Sud	525-P	Rinforzi rete AT Calabria centrale ionica	●			●
Sud	526-P	Elettrodotto 150 kV Noci – Martina Franca		●		●
Sud	528-P	Elettrodotto 150 kV "Goletto – Avellino N."	●			●
Sud	529-P	Raccordi a 150 kV Brindisi Sud	●			●
Sud	530-P	Stazione 380 kV S.Maria Capua Vetere		●		
Sud	531-P	Nuovo elettrodotto 150 kV " SSE Benevento FS-CP Benevento Ind."	●			●
Sud	532-P	Interventi sulla rete AT nell'area tra le province di Potenza e Matera	●			●
Sud	533-P	Interventi sulla rete AT nell'area tra le province di Napoli e Caserta		●		●
Sud	534-P (ex 530-P)	Direttrice 150 kV "SE Foggia-SSE Termoli FS"	●			●
Sud	535-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di energia rinnovabile nell'area tra le province di Foggia e Barletta	●			●

Area Territoriale	Codice Intervento	Intervento	Decarbonisation	Security of supply	Market efficiency	Sostenibilità
Sud	536-P (ex 516-P)	Interconnessione a 150 kV isola di Ischia		●		●
Centro Sud	537-P	Elettrodotto 220 kV Arenella – Colli Aminei		●		
Sud	538-P	Stazione 380/150 kV Deliceto	●			
Sud	539-P	Stazione 380/150 kV Galatina	●	●		
Sud	540-P	Stazione 150 kV Tanagro	●	●		
Sud	541-P	Stazione 150 kV Bussento		●	●	
Sud	542-P	Sviluppi rete AT Calabria Nord Ionica		●		
Sicilia	601-I	Nuova interconnessione Italia-Tunisia	●		●	●
Sicilia	602-P	Elettrodotto 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna"	●	●	●	●
Sicilia	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo	●	●	●	●
Sicilia	604-P e 619-P	Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 – Villafranca	●	●	●	●
Sicilia	608-P	Riassetto area metropolitana di Palermo		●		●
Sicilia	609-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Sicilia	●	●		●
Sicilia	610-P	Elettrodotto 150 kV Paternò – Belpasso		●		
Sicilia	611-P	Interventi sulla rete AT nell'area di Catania		●		●
Sicilia	612-P	Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania		●		●
Sicilia	613-P	Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa	●	●		●
Sicilia	614-P	Rimozione derivazione rigida SE 150 kV Castel di Lucio	●			●
Sicilia	616-P	Stazione 380 kV Vizzini (ex S/E 380 kV Mineo)	●	●		●
Sicilia	618-P	Interventi sulla rete AT nell'area sud-orientale della Sicilia	●	●		●
Sicilia	621-P	Stazione 220 kV Partinico	●	●		●
Sicilia	622-P	Direttrice 150 kV "SE Caracoli-SSE Furnari FS"		●		
Sardegna	704-P	Elettrodotto 150 kV Taloro - Goni		●		●
Sardegna	706-P	Elettrodotto 150 kV Fiumesanto – Porto Torres	●	●		●
Sardegna	707-P	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa – Buddusò	●	●		●

Area Territoriale	Codice Intervento	Intervento	Decarbonisation	Security of supply	Market efficiency	Sostenibilità
Sardegna	708-P	Nuovo elettrodotto 150 kV Selargius – Goni	●	●		●
Sardegna	710-P	Potenziamento rete AT in Gallura		●		
Sardegna	711-P	Riassetto rete AT area di Cagliari		●		●
Sardegna	715-P	Stazione 150 kV Selegas		●		
Sardegna	716-P	Stazione 150 kV Nuraminis		●		
Centro Sud / Sicilia / Sardegna	723-P	Collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna	●	●	●	●
Sardegna	724-P	Adeguamento SE Rumianca		●		

- **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);
 - **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;
 - **TRANSIZIONE 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:
 - i. avvio iter autorizzativo e/o attività propedeutiche di progettazione della prima opera (in termini temporali) dell'intervento;
 - ii. avvio cantieri per la realizzazione della prima opera (in termini temporali) dell'intervento, successivamente alle attività al punto precedente;
 - iii. 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 dei benestare 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 impatto (benefici):
 - **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

- Avanzamento:** suddiviso in due tabelle distinte, i.e., “**opere principali**” e “**altre opere o accessorie**”. Ciascuna tabella presenta i seguenti campi:
 - nome opera
 - stato di avanzamento opera sia con riferimento al PdS 2019 che al PdS precedente (2018), utilizzando le seguenti milestones/fasi di avanzamento (come illustrato nell’“Allegato ACB 2.0 al Codice di Rete”):
 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
 - 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.

<i>Elementi d’impianto</i>	<i>In esercizio</i>	<i>Programmati</i>	<i>Linee elettriche</i>	<i>In esercizio</i>	<i>Programmate</i>
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 150-132 kV		

- **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. Per tali interventi, e con riferimento ad entrambi gli scenari Sustainable Transition (ST) e Distributed Generation (DG), sono riportati:

- l'Indice di Utilità per il Sistema (IUS);
- il Valore Attuale Netto (VAN);
- 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 **B13**, **B18** e **B19**.

A seconda dell'intervento considerato viene riportata l'indicazione dei benefici elettrici attesi, secondo opportuni range, in termini di:

1) **Benefici monetari (espressi i Euro milioni):**

- **B1** - variazione (incremento) 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 (riduzione) 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);
- **B7** - variazione (riduzione o incremento) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento;
- **B13**-riduzione dell'energia non fornita legata ad accadimento di eventi estremi;
- **B18** - variazione (riduzione) 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 (riduzione) degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO₂ né gas effetto serra;

2) **Altri benefici non monetari:**

- **I5** - overgeneration [MWh];
- **I8** - variazione di emissioni di CO₂ [kton];
- **I13** - variazione resilienza [valore assoluto];
- **I21** - TTC/Zone di mercato [MW].

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 2018).

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

5.1. AREA NORD OVEST

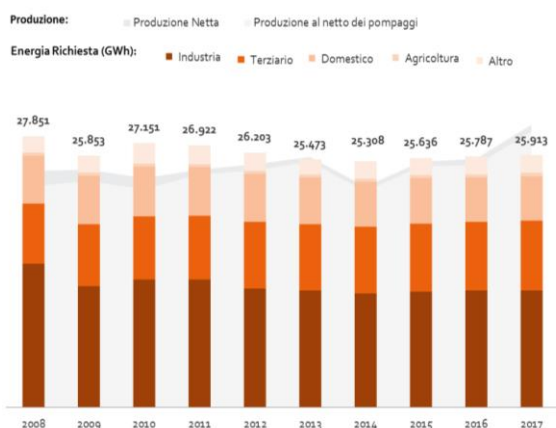


5.1.1. Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Area Nord Ovest

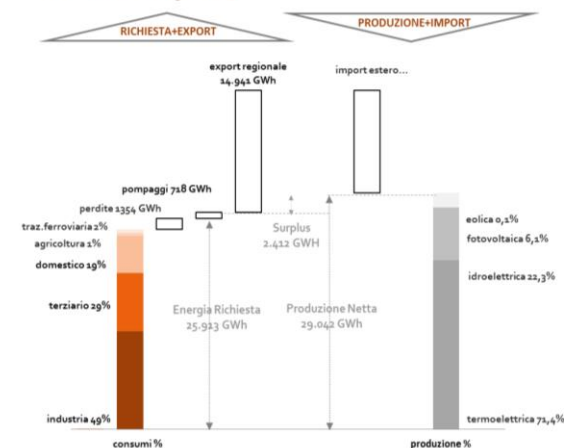
Piemonte

L'energia richiesta dal Piemonte ha registrato, nel 2017, un modesto aumento rispetto all'anno precedente (+0,5%), attestandosi a circa 25,9 TWh. I consumi regionali sono rappresentati dall'industria (49%), dal terziario (29%), dal domestico (19%), dalla trazione ferroviaria (2%) e dal settore agricolo (1%).

Piemonte: storico produzione/richiesta



Piemonte: bilancio energetico 2017



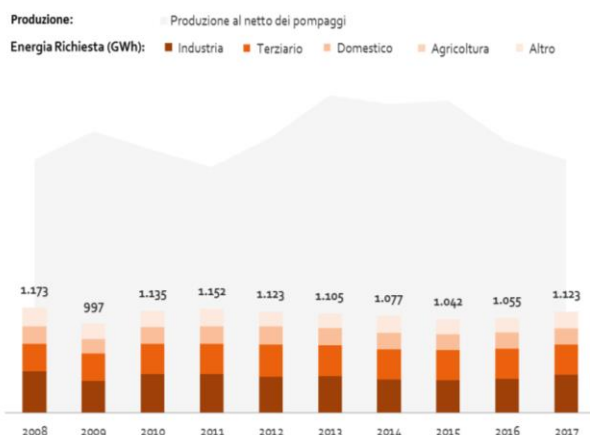
La produzione netta registra un notevole aumento rispetto all'anno precedente (+13,6%), in particolare nel 2017 si osserva un incremento di circa il 22,7% della produzione termoelettrica ed un decremento della produzione idroelettrica pari a circa il 7%.

Valle D’Aosta

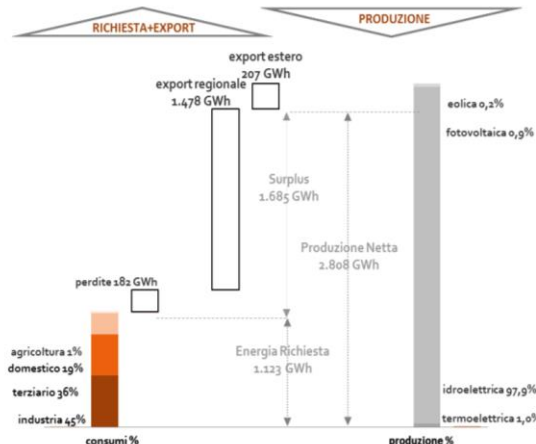
La richiesta di energia della Regione Valle d’Aosta nell’anno 2017 è stata pari a circa 1,1 TWh, registrando un aumento (+6,5%) rispetto all’anno precedente.

I consumi regionali sono rappresentati dall’industria (43%), dal terziario (36%), dal domestico (19%) e dal settore agricolo (1%).

Valle d’Aosta: storico produzione/richiesta



Valle d’Aosta: bilancio energetico 2017

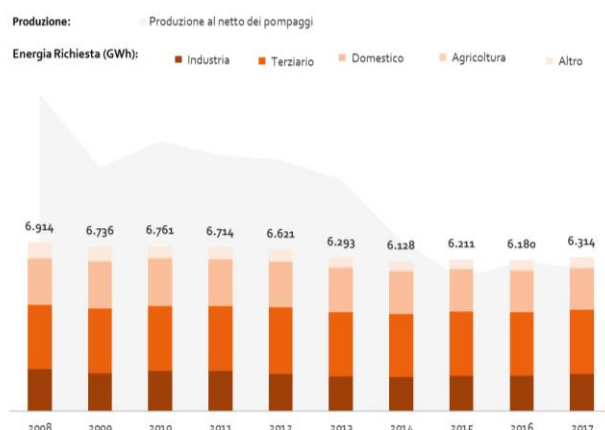


La produzione regionale registra un calo del 6,6% rispetto al 2016, che corrisponde quasi interamente al calo subito dalla produzione da fonte idroelettrica (-6,9% circa). Anche nel 2017 la Valle d’Aosta conferma la propria autonomia per quanto riguarda la copertura dei consumi elettrici regionali, esportando energia verso i centri di consumo delle regioni limitrofe e verso gli stati esteri confinanti.

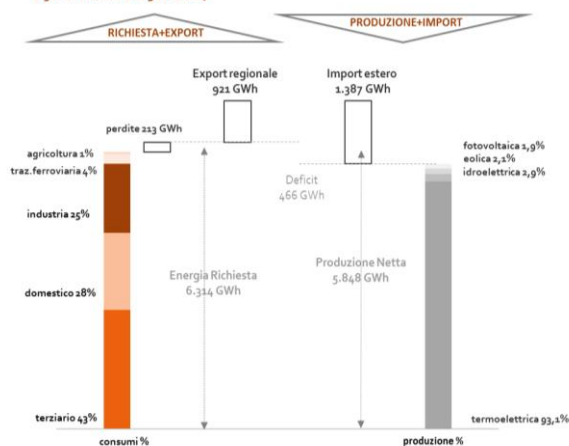
Liguria

Il fabbisogno di energia elettrica della Liguria per l’anno 2017 registra un aumento del 2,2% rispetto al 2016. Per quanto riguarda i consumi, la quota maggiore è rappresentata dal settore terziario, che copre circa il 43% della domanda, seguito dal domestico (28%), l’industria (25%), la trazione ferroviaria (4%) e l’agricoltura (1%).

Liguria: storico produzione/richiesta



Liguria: bilancio energetico 2017



La produzione netta totale registra un calo del 5% rispetto all’anno precedente, dovuto principalmente al decremento della produzione da fonte termica (-4,5%). La produzione netta da fonti idroelettrica, eolica e fotovoltaica registra complessivamente un calo di circa il 10,6%.

5.1.2. Schede interventi pianificati Area Nord-Ovest

Interconnessione Italia-Francia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
3-P		2.5.1		21		
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ¹³
2004		Tab.2		Piemonte		Nord
Descrizione intervento						
Al fine incrementare la capacità di scambio con la Francia è prevista la realizzazione, in sinergia con le infrastrutture di trasporto, di una nuova interconnessione in cavo in corrente continua "Grande'Ile – Piosasco". La nuova interconnessione garantirà una maggiore capacità di mutuo soccorso fra il sistema Italiano e quello Francese e, allo stesso tempo, permetterà la piena integrazione dei due mercati, con un conseguente incremento della sicurezza e dell'adeguatezza della copertura della domanda, e una maggiore possibilità per l'Italia di approvvigionarsi da impianti di generazione maggiormente convenienti. Presso la stazione di Piosasco saranno, inoltre, realizzate le opere necessarie alla connessione del cavo in corrente continua e, in considerazione del previsto aumento del carico, sarà incrementata la potenza di trasformazione installata di 250 MVA e verrà adeguato il sistema di sbarre per consentire il miglioramento della flessibilità di esercizio.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2020	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest (cod. 8-P)				In data 30 novembre 2007 è stato siglato tra Terna e RTE (Gestore di trasmissione elettrica francese) un Memorandum of Understanding per la realizzazione delle opere previste, necessarie ad incrementare la capacità di interconnessione di energia elettrica tra Italia e Francia e consentire una sempre maggiore sicurezza negli scambi energetici tra Italia e Francia per il futuro.		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		89		2		9
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
SE 380 kV Piosasco	Compl.	Compl.	2009	2011	2013	In data 19 Gennaio 2010 è stato conseguito il permesso a costruire nella stazione di Piosasco
Grande'Ile – Piosasco	Fase 5	Fase 5	19/10/2009 (EL-177)	2011	2020	Cause di forza maggiore, che hanno reso non percorribile parte della viabilità della Valle, hanno richiesto la riprogrammazione dei lavori di posa sulla sede autostradale
	Fase 5	Fase 5	(239/EL-177/141/201011-VL)	2016	2020	
	Fase 5	Fase 5	(239/EL-177/141/2011-VL2)	2017	2020	
SE conversione Piosasco	Fase 5	Fase 5	19/10/2009 (EL-177)	2015	2020	Cause di forza maggiore, che hanno reso non percorribile parte della viabilità della Valle, hanno richiesto la riprogrammazione dei lavori di posa sulla sede autostradale

¹³ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Sintesi Analisi Costi Benefici ¹⁴		
Investimento sostenuto/stimato	Benefici	
228M€/356 M€	2020, 2025, 2030	
	IUS	4,8-4,6
	VAN	2343-2222 M€
Investimento sostenuto/stimato ¹⁵	Benefici	
228 M€/356 M€	2020, 2025, 2030	
	IUS	9,7-8,5
	VAN	5364-4633 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.

Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
8 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ¹⁶
2007/2013		Tab.1		Piemonte/Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di consentire l'utilizzo della piena capacità di trasporto e di conseguenza il pieno sfruttamento in sicurezza dell'import dalla frontiera Nord-Ovest, saranno superati gli attuali vincoli di portata presenti sulla rete 380 kV dell'area. In particolare, in aggiunta a quanto già fatto sull'elettrodotto "Vignole – La Spezia", saranno rimosse le limitazioni sulle linee: <ul style="list-style-type: none"> • "Rondissone-Trino"; • "Vignole-Vado"; • "Lacchiarella-Chignolo Po". Contestualmente sarà esaminata la necessità di intervenire sulla rete 220 kV presente nell'area.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
Market Efficiency		Sostenibilità		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
				Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Interconnessione Italia – Francia (cod. 3-p)						
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		6				
Dismissione		6				
Dismissione e Realizzazione		101		5		
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Lacchiarella – Chignolo Po	Compl.	Fase 5	Gen-2016 (EL-359)	2017	Compl.	La riprogrammazione della data di completamento dovuta a verifiche puntuali tecnico impiantistiche
Rondissone-Trino	Compl.	Compl.	2016	2016	2017	
Vignole – La Spezia	Compl.	Compl.	2013	2013	2015	
Vignole - Vado	Compl.	Fase 5	2017	2018	Compl.	La riprogrammazione della data di completamento dovuta a verifiche puntuali tecnico impiantistiche
Sintesi Analisi Costi Benefici ¹⁷						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici		
83 M€/91 M€				2020, 2025, 2030		
				IUS		4-4
				VAN		330-324 M€
Sensitivity Anlisi Costi Benefici ^{18,19}						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici		
83 M€/91 M€				2020, 2025, 2030		
				IUS		9,5-8,3
				VAN		929-796 M€

¹⁶ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

¹⁷ 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.

¹⁸ L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio dell'intervento con vista del solo consumatore.

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.

Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
4-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ²⁰
2004				Piemonte/Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Nei termini stabiliti e con le modalità definite negli accordi sottoscritti con gli Enti Locali a valle dell'autorizzazione conseguita in data 17 novembre 2010 ai sensi della legge 239/04 dell'elettrodotto 380 kV "Trino-Lacchiarella", entrato in servizio nel gennaio 2014, sono previsti una serie di interventi di razionalizzazione, finalizzati anche a minimizzare la presenza di infrastrutture nel territorio.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	69		19		3	
Dismissione	80		19		6	
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Compl.	Compl.	Feb-2009 (EL-147)	2010	2014	In data 17 Novembre 2010 è stato autorizzato dal Ministero dello Sviluppo Economico il nuovo collegamento 380 kV in d.t. Trino-Lacchiarella (239/EL-147/130/2010)
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Variante aerea dell'elettrodotto a 380 kV Baggio - Pieve Albignola nell'ambito del territorio del Comune di Gudo Visconti	Compl.	Fase 5	Feb-2015 (EL-345)	2018	2018	In data 31/07/2017 è stata conseguita l'autorizzazione La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività
Riassetto delle linee esistenti nella Val Formazza mediante variante aerea delle due linee a 220 kV Ponte V.F. - Verampio	Fase 3	Fase 3	Sett-2011 (EL-275)	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento della linea a 132 kV Ponte V.F. - Fondovalle						
Variante aerea della linea 220 kV Rosone - Grugliasco	Compl.	Compl.	Sett-2011 (EL-258)	2014	2015	In data 19 Giugno 2013 l'opera è stata autorizzata dal Ministero dello Sviluppo Economico (239/EL-258/187/2013)

²⁰ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Demolizione 132 kV, "Garlasco - Tavazzano Est All" ²¹	Fase 1	Fase 1	2018	2025	Lungo Termine	
Demolizione linea a 132 kV "Mercallo - Somma Lombardo"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione 132 kV "Casorate S. - Mercallo"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione tratto linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Ricostruzione doppia terna tratto linee a 132 kV "Casorate S - Mercallo" e "Somma Lombardo - Mercallo"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Ricostruzione doppia terna raccordi 132 kV CP di Somma Lombardo delle linee "Mercallo - Somma Lombardo" e "Somma Lombardo - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino" e variante aerea	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione e ricostruzione in doppia terna tratto linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino" e 132 kV "Malpensa All. - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante aerea 220 kV "Trino - Vercelli"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante aerea 132 kV "Fontanetto All-Trino CP"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante aerea 132 kV "Sannazzaro - Gropello All", "Alagna - Gropello All" e "Alagna - Vigevano Est"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento 132 kV di "CP Mortara - CP Robbio" e "CP Robbio - Vercelli"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante aerea 132 kV "CP Mede - SIT CS SIT (Mortara)"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento 132 kV "CP Mortara - SIT CS Mortara"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante in cavo 132 kV "Mercallo - Cameri" e demolizione 220 kV tra "Mercallo-Cameri" e "Magenta-Pallanzeno"	Fase 2	Fase 1	2019	2021	2024	La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività
Interramento tratto 132 kV doppia terna "Tornavento - dep. S. Antonino CS" e	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	

²¹ Riassetto rete 132 kV Comune di Vellezzo e Bellini e Certosa Pavia.

"Malpensa CP - Turbigio ST"						
Interramento tratto linea 132 kV in doppia terna "Malpensa CP - Turbigio ST" e "Tornavento - Turbigio Sup All".	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento linea 132 kV dalla CP di Vercelli SUD alla centrale ATEL	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione parziale 132 kV Edison Novara - Nerviano previa realizzazione della richiusura della CP Nerviano sulla rete AT della Regione Lombardia e ricollegamento dell'impianto di Edison Novara (Novel) su rete AT novarese	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante in cavo per l'ingresso alla CP Tortona linea a 132 kV Tortona - San Bartolomeo	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento 132 kV "Reno de Medici - SARPOM"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
interramento dell'elettrodotto a 132 kV Borgomanero Nord - Borgomanero Est	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Sintesi²²						
Investimento sostenuto/stimato: 180 M€/370 M€						

²² Le attività in corso si riferiscono ad opere di razionalizzazione associate all'opera principale già entrata in servizio, conseguenti alla necessità di ottemperare a prescrizioni autorizzative e/o concertative quindi non soggette ad Analisi Costi Benefici.

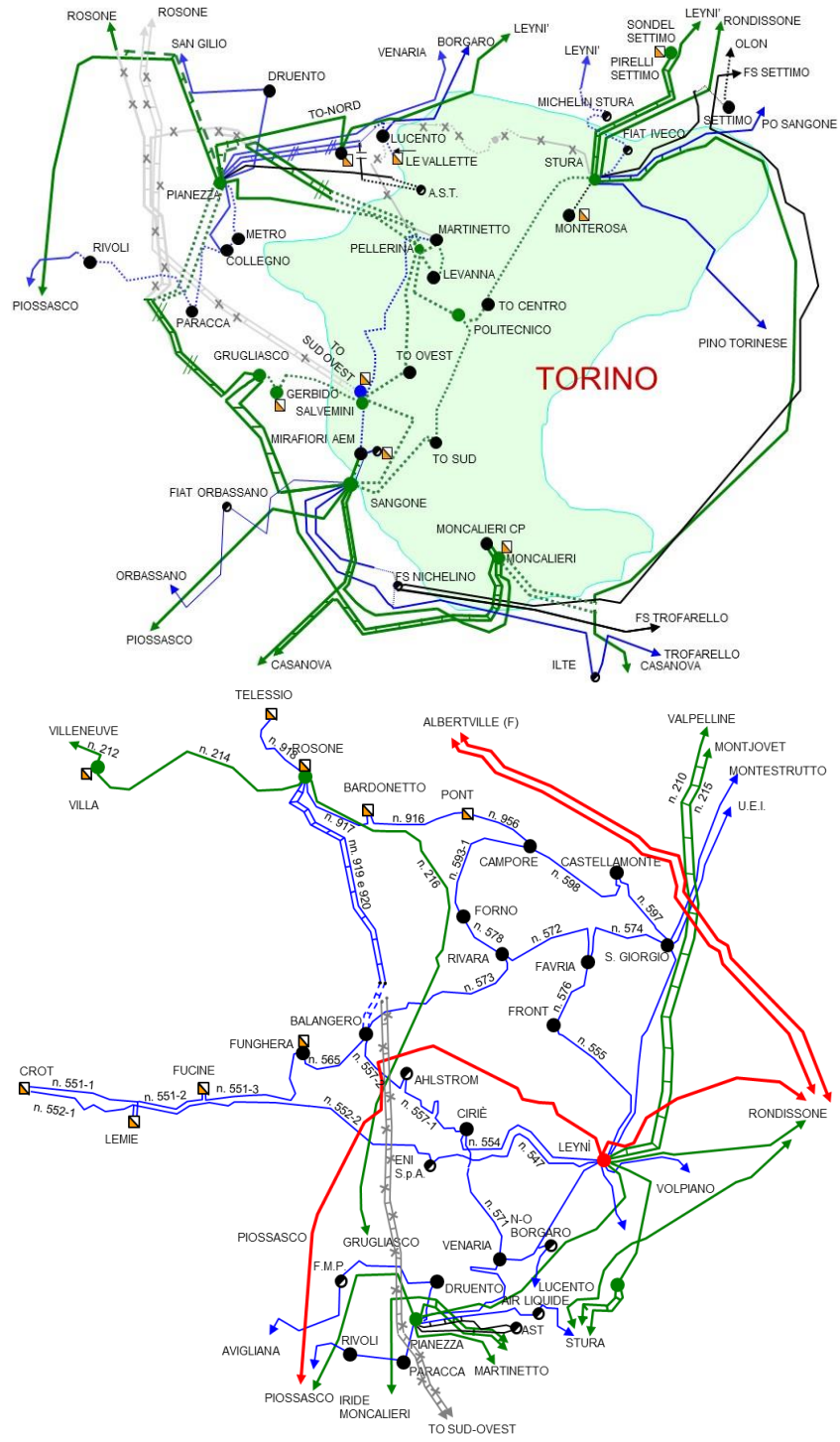
Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
6-P			RIP 2017
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato ²³
2006		Piemonte	Nord
Descrizione intervento			
<p>L'alimentazione del carico della città di Torino avviene, analogamente ad altre grandi realtà urbane, tramite una rete di distribuzione 220 kV, che nel corso degli anni, per far fronte alla crescita e allo sviluppo della stessa città è stata sviluppata al fine di migliorarne la qualità, la continuità e la sicurezza di esercizio del sistema di trasmissione nell'area urbana di Torino.</p> <p>In dettaglio:</p> <ul style="list-style-type: none"> - lungo la ex direttrice 220 kV "Sangone – Martinetto – Pianezza" che attraversa la città di Torino per l'alimentazione in entra – esce delle CP Torino Ovest e Levanna è stata inserita la nuova SE 220 kV di Pellerina a cui si raccordano tutti gli elettrodotti 220 kV in ingresso a Martinetto e un nuovo cavo verso una nuova SE di Politecnico; - quest'ultima è poi ricollegata tramite cavi 220 kV, opportunamente potenziati, ai nodi di Stura (attraverso l'impianto di To Centro) e di Sangone (attraverso gli impianti di To Centro e To sud); - sempre dalla SE di Pellerina si diramano due nuove direttrici che collegano la nuova SE con gli impianti di Sangone, attraverso i nodi di To Ovest e Salvemini (opportunamente potenziato), e di Grugliasco, attraverso sempre i nodi di To Ovest, Salvemini e la nuova SE di Gerbido. <p>In questo modo la parte centrale della città di Torino sarà alimentata attraverso due direttrici 220 kV, di opportuna capacità di trasporto, che collegano alcune fra le principali cabine primarie di proprietà del Distributore locale.</p> <p>Sempre al fine di aumentare l'efficienza del servizio di trasmissione, riducendo le congestioni e favorendo l'alimentazione, in sicurezza, del carico cittadino occorrerà un miglioramento generale dell'anello 220 kV su cui sono inserite le stazioni di trasformazioni della RTN che supportano la parte più periferica della città di Torino.</p> <p>È previsto il raccordo delle direttrici in cavo a 220 kV "Sangone – Stura" e "Moncalieri – Sangone" (in particolare su quest'ultima è stato effettuato un potenziamento) sul versante orientale dell'anello 220 kV e, analogamente, sul versante opposto si procederà a raccordare l'impianto di Pianezza alle direttrici comprese fra gli impianti di Rosone e Grugliasco.</p> <p>Contestualmente si provvederà all'installazione, sempre presso l'impianto di Pianezza, di una reattanza sulla sezione 220 kV al fine di ottimizzare i profili di tensione sulla rete di trasmissione della città, specie nelle ore di basso carico, mentre nella SE di Rosone saranno previste le necessarie attività di ampliamento e adeguamento dell'impianto.</p> <p>Gli interventi sopra descritti permetteranno, in definitiva, un miglioramento considerevole della rete 220 kV di trasmissione, che però non potrebbe essere pienamente sfruttata in assenza di una serie di attività sulla rete sottesa.</p> <p>In particolare la rete a 132 kV dell'area Nord – Ovest della provincia di Torino non è pienamente capace di rispondere alle esigenze di esercizio in condizioni di sicurezza ed affidabilità, nonché di continuità della fornitura elettrica. Si rende quindi necessario un riassetto generale della stessa rete 132 kV, sfruttando anche le opportunità derivanti dal potenziamento della trasformazione nella stazione di Biella Est e da alcune attività che consentiranno di realizzare un assetto di esercizio più flessibile, con due isole di carico meno estese: una alimentata dalle stazioni di Stura, Pianezza e Leyni e l'altra da Châtillon, Rondissone e Biella Est.</p> <p>Si prevederanno, quindi, i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la connessione in entra – esce della CP Lucento alla nuova direttrice a 132 kV "Pianezza – Lucento – Borgaro", mediante realizzazione di un nuovo raccordo; successivamente saranno dismessi l'elettrodotto a 132 kV "Martinetto – Lucento" e l'elettrodotto a 132 kV "Pianezza – Stura", nel tratto tra la CP Lucento e la SE Stura (in occasione della disconnessione dalla RTN della cabina utente Air Liquide) e a seguire saranno avviate anche le analisi di fattibilità del potenziamento della linea a 132 kV "Borgaro – Lucento"; - la sostituzione nella stazione 220 kV Pianezza dell'ATR 220/132 kV da 160 MVA con un altro da 250 MVA; - la realizzazione di un nuovo stallo linea presso la CP di Borgaro (a cura del Distributore locale) per l'eliminazione del T rigido attualmente presente sulla linea a 132 kV "Borgaro – Leini – der. Venaria", al fine di ottenere gli elettrodotti a 132 kV "Borgaro – Venaria" e "Leini – Borgaro"; - il bypass presso l'impianto Ceat dell'elettrodotto 132 kV "Smat Torino – Cimena" ed il superamento dell'attuale T rigido presente sull'elettrodotto 132 kV "Rondissone – Leini – der. Michelin Stura" attraverso la realizzazione di un breve raccordo all'impianto Ceat; - ricostruzione con potenziamento degli elettrodotti 132 kV "Rivoli-Paracca" e "Paracca-der. Metro". <p>Inoltre, per migliorare la producibilità, in condizioni di sicurezza N-1, degli impianti idroelettrici presenti nell'area, sono previsti i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - il raccordo alla CP di Balangero del tratto in uscita da Rosone della linea 132 kV in doppia terna "Rosone – Torino Sud – Ovest"; - a cura del distributore la realizzazione delle opere necessarie presso la CP di Balangero per il collegamento dell'attuale linea "Rosone – Sud Ovest" (in alternativa si valuterà la realizzazione di uno smistamento 132 kV); - ricostruzione secondo gli standard attuali dell'elettrodotto 132 kV "Rosone – Bardonetto"; - ricostruzione secondo gli standard attuali dell'elettrodotto 132 kV "Cirié - Leyni"; <p>In seguito alle opere sopra descritte, è prevista la dismissione dell'elettrodotto 132 kV "Rosone – TO Sud Ovest" nel tratto compreso fra le stazioni di Balangero e TO Sud Ovest e solo a valle della realizzazione della sezione 220 kV e dell'installazione delle necessarie trasformazioni 220/132 kV presso l'impianto di Salvemini, consentendo quindi una riduzione dell'impatto ambientale e territoriale degli impianti di trasmissione, anche in relazione alla notevole porzione di territorio.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica

²³ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo Termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	9				6	
Dismissione	31		9		5	
Dismissione e Realizzazione	70		4		1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova stazione 220 kV Gerbido	Compl.	Compl.	Gen-2007 (EL-099/2007)	2009	Gen-2011	In data 10-Ott-2008 l'opera è stata autorizzata (239/EL-99/66/2008)
Elettrodotto Gurgliasco - Gerbido e T.981 Gerbido – Salvemini"	Compl.	Compl.				
Elettrodotto 220 kV Salvemini - TO Ovest	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-110/2008)	2010	Mar-2011	In data 8-Mag-2009 l'opera è stata autorizzata (239/EL-110/91/2009)
Stazione 220 kV Salvemini	Compl.	Compl.	Mag-2008 (EL-124/2008)	2009	Feb-2011	In data 8-Mag-2009 l'opera è stata autorizzata (239/EL-124/93/2009)
Elettrodotto 220 kV Sangone-TO Sud	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-111/2008)	2009	Apr-2010	In data 8-Mag-2009 l'opera è stata autorizzata (239/EL-111/92/2009)
Elettrodotto 220 kV Sangone - Salvemini	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-109/2008)	2010	Mar-2011	In data 8-Mag-2009 l'opera è stata autorizzata (239/EL-109/90/2009)
Stazione 220 kV Pellerina	Compl.	Compl.	Mag-2009 (EL-158)	2010	Nov-2012	In data 09-Ago-2010 l'opera è stata autorizzata (239/EL-158/111/2010)
Elettrodotto 220 kV in cavo Pellerina-Levanna	Compl.	Compl.	Mag-2009 (EL-159)	2011	Nov-2012	In data 2-Set-2010 l'opera è stata autorizzata (239/EL-159/119/2010)
Elettrodotto 220 kV TO Ovest – Pellerina	Compl.	Compl.	Mag-2009 (EL-161)	2011	Nov-2012	In data 2-Set-2010 l'opera è stata autorizzata (239/EL-161/120/2010)
Elettrodotto 220 kV Pianezza-Pellerina	Compl.	Compl.	Giù-2011 (EL-236)	2013	Dic-2015	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-236/176/2012)
Elettrodotto 220 kV Pellerina – Martinetto	Compl.	Compl.	Mag-2009 (EL-162)	2011	Nov-2012	In data 2-Set-2010 l'opera è stata autorizzata (239/EL-162/121/2010)
Elettrodotto 220 kV Pellerina-Politecnico	Compl.	Compl.	Mag-2009 (EL-160)	2012	Mag-2014	In data 22-Dic-2010 l'opera è stata autorizzata (239/EL-160/135/2010)
Elettrodotto 220 kV Martinetto-Levanna	Compl.	Compl.	Mar-2011 (EL-234)	2013	Dic-2014	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-234/175/2012)
Elettrodotto 220 kV Stura- TO Centro	Compl.	Compl.	22-Set-2009 (EL-171)	2012	Ott-2013	In data 30-Jan-2011 l'opera è stata autorizzata (239/EL-171/122/2010-VL1)
Stazione 220 kV Politecnico	Compl.	Compl.	Mag-2010 (EL-207)	2012	Mag-2014	In data 23-Mag-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-207/164/2012)
Elettrodotto 220 kV TO Centro-Politecnico	Compl.	Compl.	Mag-2010 (EL-208)	2013	Set-2014	In data 23-Mag-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-208/165/2012)
Elettrodotto 220 kV Politecnico-TO Sud	Compl.	Compl.	Mar-2011 (EL-237)	2013	Set-2014	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-237/177/2012)
Stazione 220 kV di Grugliasco	Compl.	Compl.	2010	2010	Gen-2011	

Raccordi 132 kV alla CP Lucento	Compl.	Compl.	Giu-2011 (EL-235)	2012	Nov 2012	In data 23-Mag-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-235/167/2012)
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Riassetto degli ingressi delle linee a 220 kV alla S.E. Pianezza T.217 "Pianezza – Moncalieri", T.231 "Pianezza – Piovasasco", T.233 "Pianezza – Pellerina", T.254 "Pianezza – Torino Nord"	Fase 5	Fase 5	Set-2014 (EL-341)	2018	2023	In data 7-Ott-2016 l'opera è stata autorizzata
Razionalizzazione Rete Elettrica 220 kV della città di Torino - Realizzazione della tratta in cavo interrato a 220 kV del nuovo collegamento T.213 "Pianezza - Grugliasco" e dei nuovi tratti delle linee aeree a 220 kV in ingresso alla S.E. Pianezza T.216 "Rosone - Pianezza" e T.231 "Piovasasco - Pianezza"	Fase 4	Fase 4	Dic-2015 (EL-353)	2019	2023	
Elettr. 132 kV "Rivoli – Paracca"	Fase 3	Fase 1	2018	2021	2025	La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività
Elettr.132 kV "Paracca – der.Metro"	Fase 3	Fase 1	2018	2021	2025	La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività
Elettr. 132 kV "Ciriè – Leini"	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Elettr. 132 kV "Rosone – Balangero"	Fase 3	Fase 3	Giu 2017/EL381	2022	2025	
Elettr. 132 kV "Rosone – Bardonetto"	Fase 4	Fase 1	2019	2019	2020	La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività
Raccordo 220 kV "Moncalieri - Sangone" alla SE Sangone	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Ampliamento e adeguamento SE Rosone	Fase 1	Fase 1	2020	2020	2022	
Reattore 220 kV Pianezza	Fase 2	Fase 1	2019	2019	2020	La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività
Elettr. 220 kV Salvemini - Martinetto	Fase 1		2020	2025	Lungo termine	

Schema rete



Sintesi Analisi Costi Benefici ²⁴		
Investimento sostenuto/stimato		
145 M€ / 210 M€	2025, 2030	
	IUS	1,7
	VAN	211 M€

²⁴ 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 220 kV Novara Sud						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
24-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ²⁵
2007				Piemonte		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di migliorare la flessibilità di esercizio, incrementare l'affidabilità e la continuità di servizio dell'area di Novara sarà prevista la ricostruzione in doppia sbarra della sezione 220 kV della stazione di Novara Sud.						
<i>Note: in relazione al permanere di alcune limitazioni di esercizio nell'area l'intervento è stato pianificato nell'orizzonte di Piano.</i>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018		2018			2021	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Ampliamento e adeguamento SE 220 kV Novara Sud	Fase 5	Fase 2	2018	2018	2021	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/5 M€						

²⁵ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Stazione 220 kV San Colombano						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
26-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ²⁶
2014				Liguria		Nord
Descrizione intervento						
Presso l'esistente stazione 220/132 kV di S. Colombano, al fine di garantire una maggiore affidabilità all'alimentazione dei carichi afferenti la sottostante rete AT, è previsto la ricostruzione in doppia sbarra della sezione 220 kV della stazione.						
Note: in relazione al permanere di alcune limitazioni di esercizio nell'area l'intervento è stato pianificato nell'orizzonte di Piano.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018		2020			2022	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Ampliamento e adeguamento SE 220 kV di San colombano	Fase 2	Fase 1	2018	2020	2022	Riprogrammazione dei lavori in esito a valutazioni tecniche di dettaglio
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/10 M€						

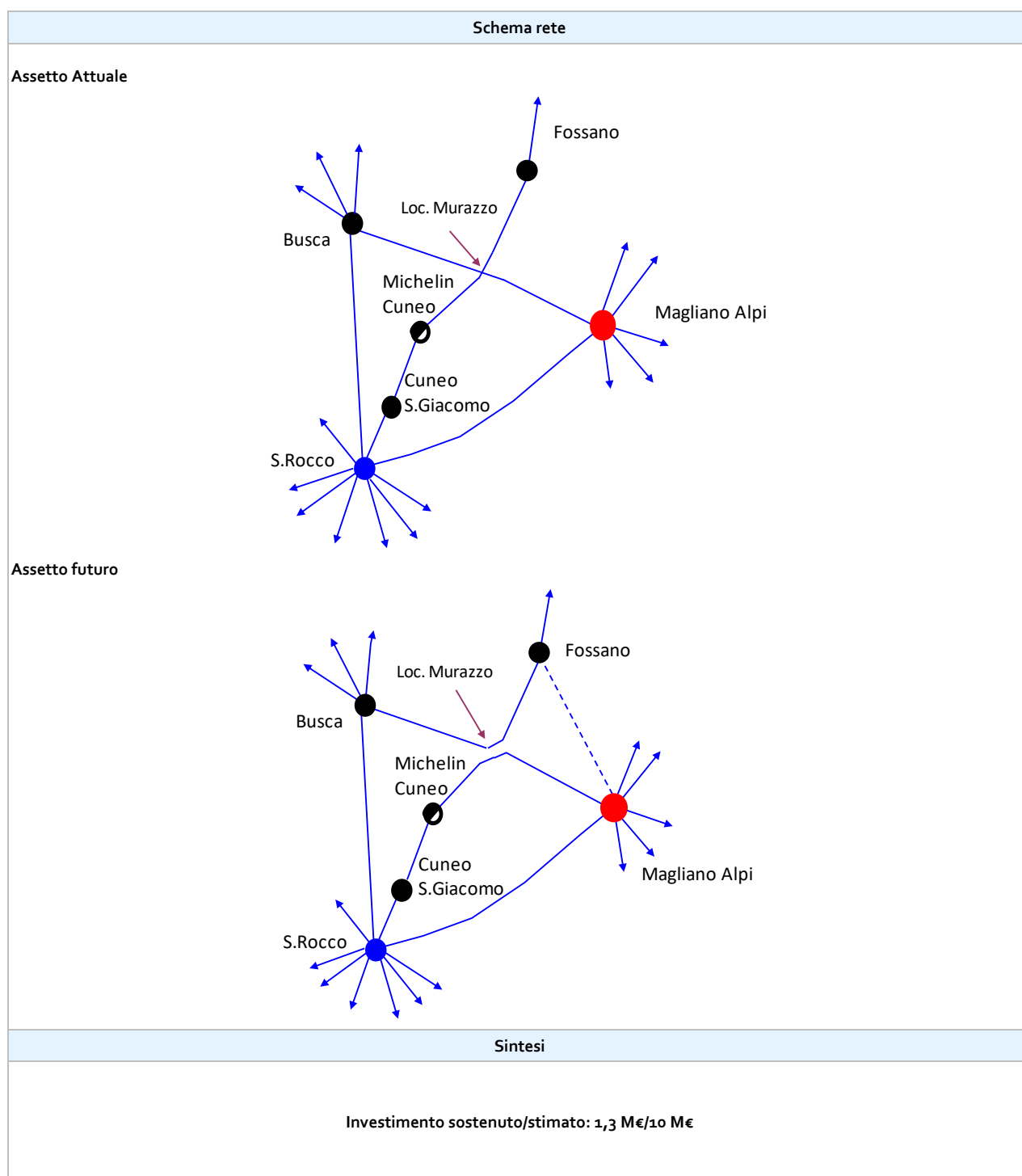
²⁶ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Elettrodotto 132 kV "Imperia – S. Remo"						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
15-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ²⁷
2005				Liguria		Nord
Descrizione intervento						
Per migliorare la sicurezza e l'affidabilità del servizio della rete 132 kV che alimenta la parte Ovest della costa ligure, è previsto il rinforzo dell'esistente direttrice 132 kV tra gli impianti di Imperia e di S. Remo. L'attività sarà realizzata sfruttando la sinergia con la rete ex-RFI, ora di proprietà Terna.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	TRANSIOZIONE ENERGETICA	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2025		Lungo termine			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		27		1		1
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Direttrice 132 kV "Imperia-Arma di Taggia-S.Remo"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/7 M€						

²⁷ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi – Fossano e scrocio di Murazzo						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
14 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ²⁸
2003				Piemonte		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di garantire la sicurezza di esercizio sulla rete a 132 kV del Cuneese sarà realizzata una nuova linea 132 kV tra la stazione di Magliano Alpi e la CP di Fossano. L'intervento descritto consentirà anche di ottenere un miglioramento dell'esercizio e delle condizioni di sicurezza della rete a 132 kV dell'area. A valle della realizzazione del nuovo elettrodotto si provvederà inoltre allo "scrocio" degli elettrodotti a 132 kV "Fossano – Michelin Cuneo" e "Magliano Alpi – Busca", in località Murazzo, ottenendo così le nuove linee 132 kV "Magliano Alpi – Michelin Cuneo" e "Busca – Fossano".						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2022	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo elettrodotto Magliano Alpi – Fossano	Fase 3	Fase 3	Dic-2013 (EL-322)	2020	2022	
Scrocio loc. Murazzo	Compl.	Compl.	Ago-2005 (EL-025/2005)	2017	2017	In data 26-Gen-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-25/20/2007-PR)

²⁸ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità



Sviluppi rete nelle province di Asti ed Alessandria						
Identificativo PdS	Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
7 - P						
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ²⁹	
2004			Piemonte		Nord	
Descrizione intervento						
La rete a 132 kV che alimenta l'area compresa fra le province di Asti e di Alessandria, presenta alcune limitazioni all'esercizio, dovute in particolare alla limitata magliatura della stessa alla portata limitata di alcune linee presenti nell'area in esame. Al fine quindi di ottimizzare il più possibile l'infrastruttura esistente, si procederà alla rimozione dei vincoli di portata dei seguenti elettrodotti 132 kV:						
<ul style="list-style-type: none"> • "Bistagno – Canelli" • "Incisa-Montegrosso" • "Asti Sud-Montegrosso" • "Asti Nord-Asti Sud" • "Balzola – Valenza". 						
Contestualmente, al fine di migliorare la flessibilità di esercizio (specie in corrispondenza di condizioni climatiche/ambientali non ottimali) di alcune delle utenze presenti nell'area, si valuterà, di concerto con il Distributore l'installazione di un appositi dispositivi presso l'impianto di Villanova.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	71		3		1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elett.132 kV Bistagno-Canelli	Fase 5	Fase 5	2013	2014	2021	La riprogrammazione della data di completamento dovuta a verifiche puntuali tecnico impiantistiche
Elett.132 kV Incisa-Montegrosso	Fase 1	Fase 1	2019	2019	2021	
Elett. 132 kV Asti Sud-Montegrosso	Fase 5	Fase 5	2016	2016	2021	
Elett. 132 kV Asti Nord-Asti Sud	Fase 5	Fase 5	2017	2017	2020	
Elett. 132 kV Balzola-Valenza	Fase 5	Fase 5	2013	2014	2020	La riprogrammazione della data di completamento dovuta a verifiche puntuali tecnico impiantistiche
Installazione dispositivi automatici presso CP Villanova	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 8 M€/12 M€						

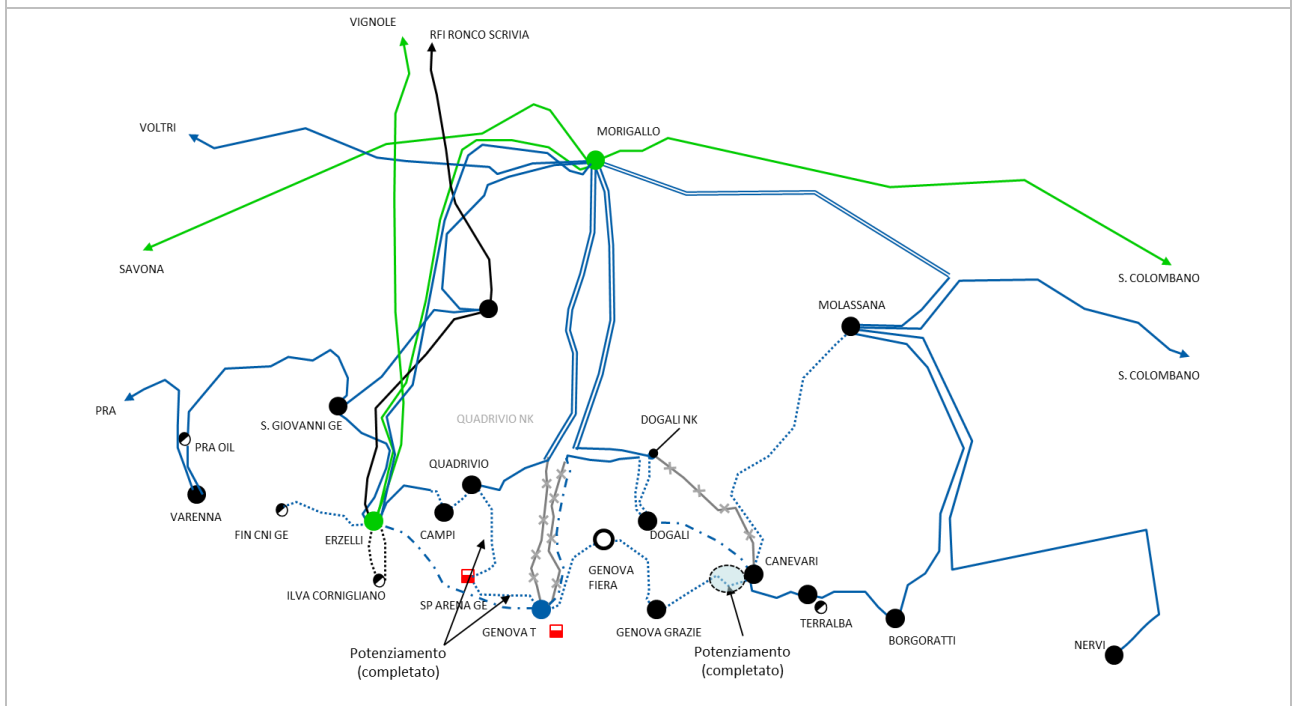
²⁹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
10-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ³⁰
2007				Liguria		Nord
Descrizione intervento						
<p>La rete di trasmissione a 132 kV della città di Genova è caratterizzata, ad oggi, da alcuni vincoli all'esercizio, in particolare nella porzione di rete fra gli impianti di Erzelli e Canevari, dove si collocano buona parte delle cabine primarie che alimentano l'area metropolitana e fra gli impianti di Molassana, Canevari e Borgoratti, dove sono invece presenti limitazioni di esercizio che possono comportare una riduzione dei margini di sicurezza.</p> <p>Sono pertanto in programma una serie di interventi di riassetto e potenziamento della rete, finalizzati a garantire una maggiore continuità di alimentazione dei carichi metropolitani e migliorare la sicurezza ed affidabilità dell'alimentazione dei carichi cittadini fra i quali:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo fra i nodi di Genova T. ed Erzelli, e il potenziamento dell'attuale direttrice 132 kV "Genova T. – Quadrivio"; - il potenziamento dei collegamenti "Borgoratti – Molassana", "Molassana – Canevari" - Eliminazione collegamento Dogali NK – Canevari e realizzazione nuovo collegamento in cavo Dogali-Canevari - Eliminazione T-rigido Quadrivio e realizzazione collegamento diretto Morigallo - Quadrivio con potenziamento tratto ingresso a Quadrivio - Interramento tratto di elettrodotto Genova T. - Dogali - Realizzazione collegamento diretto Genova T. – Dogali - Potenziamento elettrodotto 132 kV Morigallo - Molassana <p>In aggiunta, sempre al fine di garantire una copertura della domanda con maggiori margini di adeguatezza, saranno potenziate le trasformazioni presenti nella SE Erzelli, con contestuale adeguamento della stessa stazione.</p> <p>Sarà valutata, inoltre, l'opportunità di ottimizzare, attraverso la sinergia con la ex rete RFI (ora di proprietà Terna), l'impatto dell'infrastruttura elettrica nell'area di Genova. In particolare di concerto con il Distributore sarà studiato il collegamento diretto dell'impianto RFI Trasta in antenna sull'omonima CP e successiva demolizione dell'attuale linea "Erzelli – RFI Trasta".</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo Termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Protocollo di intesa del 19/11/18 firmato da CDP, Terna, Snam, Fincantieri, FS e dalle istituzioni territoriali			
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		11				7
Dismissione		15				6
Dismissione e Realizzazione		15				7
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità)/cause di ritardi
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 132 kV Genova T – Quadrivio	Compl.	Compl.	Ago-2006	2008	2010	In data 10-Ott-2007 l'opera è stata autorizzata (239/EL-66/ 41 /2007)

³⁰ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Elettrodotto 132 kV Genova T-Canevari			(EL-066/2006)		2011	
Elettrodotto 132 kV Genova T – Iren	Compl.	Fase 4	3- Sett-2015 (EL 350)	2017	2018	In data 22-Novembre 2016 l'opera è stato autorizzata 239/EL-350/242 /2016) La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività
Nuovo collegamento in cavo 132 kV Genova T – Erzelli	Fase 5				2025	In data 22-Novembre 2016 l'opera è stato autorizzata 239/EL-350/242 /2016)
Elettrodotto 132 kV Molassana – Canevari	Fase 5	Fase 5	2017	2017	2025	
Elettrodotto 132 kV Molassana – Borgoratti	Fase 3	Fase 3	Lug 2017 (EL 380)	2020	2025	
SE Erzelli, ipotenziamento trasformazioni	Fase 2	Fase 1	2019	2019	2025	
Potenziamento ele. 132 kV Morigallo - Molassana	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo Termine	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale
Eliminazione collegamento Dogali NK – Canevari e realizzazione nuovo collegamento in cavo Dogali-Canevari	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo Termine	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale
Eliminazione T-rigido Quadrivio e realizzazione collegamento diretto Morigallo - Quadrivio	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo Termine	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale
Realizzazione collegamento diretto Genova T. – Dogali	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo Termine	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale
Interramento tratto di elettrodotto Genova T. - Dogali	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo Termine	Riprogrammazione delle attività in relazione al contesto socio ambientale

Schema rete



Sintesi Analisi Costi Benefici ³¹		
Investimento sostenuto/stimato	Benefici	
19 M€ / 70 M€	2025, 2030	
	IUS	1,4
	VAN	36 M€

³¹ 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.

Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella								
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP		
13 - P								
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ³²		
Piano triennale di sviluppo 2003-2005				Piemonte		Nord		
Descrizione intervento								
Al fine di migliorare l'affidabilità del servizio e garantire la sicurezza di esercizio della rete a 132 kV nelle province di Novara e Biella, in aggiunta a quanto già realizzato sull'elettrodotto "Cerreto Castello – Biella Est" si provvederà al potenziamento delle linee 132 kV "Borgoticino – Arona" e "Borgomanero Nord – Bornate". Gli interventi consentiranno di incrementare flessibilità di esercizio della rete a 132 kV compresa tra le stazioni di Mercallo, Novara Sud e Biella e di sfruttare con margini di sicurezza maggiori la produzione idroelettrica della Val d'Ossola verso l'area di carico del biellese.								
Finalità intervento			Obiettivo intervento					
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione Energetica		
Previsione tempistica Intervento								
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento			
					Lungo termine			
Interdipendenze o correlazione								
Con altre opere				Da accordi con terzi				
Impatti territoriali								
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione		29		7		2		
Avanzamento opere principali								
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)		
	PdS '19	PdS '18						
Potenziamento elettrodotto 132 kV Borgomanero Nord-Bornate	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine			
Potenziamento elettrodotto 132 kV Borgoticino-Arona	Fase 2	Fase 1	2019	2020	2025			
Potenziamento elettrodotto 132 kV Cerreto Castello-Biella Est	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-118)	2012	2013	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata (239/EL-118/173/2012)		
Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030			
	IUS		1,3		IUS		1,3	
8 M€/16M€		VAN		5 M€		VAN		5 M€

³² Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Benefici Totali di sistema

2020 - Best Estimation			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3a - Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO ₂	0		
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3a - Riduzione ENF	2		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO ₂	0		
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

B3a
100%

2025 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1	0		
B2b	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

2030 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3a - Riduzione ENF	2		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO ₂	0		
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

B3a
100%

2030 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1	0		
B2b	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Rete Sud Torino						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
18-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ³³
2010				Piemonte		Nord
Descrizione intervento						
La rete 132 kV a Sud di Torino, è caratterizzata, a oggi, da importanti limitazioni all'esercizio, in particolare nell'area compresa fra la stazione di Piossasco e la zona Sud – Ovest del Piemonte. Pertanto, in aggiunta ai lavori già previsti sulle linee "Casanova – Poirino – Villanova" e "Villanova – Villafranca", saranno rimosse le attuali limitazioni alla portata sulle direttrici 132 kV "Piossasco – Airasca – SKF Airasca – Stella" e "Casanova – Valpone - Castagnole".						
Tali interventi consentiranno, una volta completati, un sensibile miglioramento della flessibilità e qualità del servizio.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2025	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		37				
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "Villanova - Villafranca"	Compl.	Fase 5	2013	2014	2018	
Rimozione limitazioni della direttrice 132 kV "Casanova – Poirino - Villanova"	Compl.	Compl.	2012	2013	2014	
Rimozione limitazioni della direttrice 132 kV "Casanova-Valpone"	Compl.	Compl.	2014	2015	2015	
Rimozione limitazioni della direttrice 132 kV Valpone- Castagnole"	Fase 2	Fase 2	2020	2020	2025	
Rimozione limitazioni della direttrice 132 kV "Piossasco – Airasca – SKF Airasca – Stella"	Fase 2	Fase 2	2020	2020	2025	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 3 M€/11 M€						

³³ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Rete Cuneo - Savona						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
19-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ³⁴
2010				Piemonte/Liguria		Nord
Descrizione intervento						
La porzione di rete tra le province di Cuneo e Savona presenta, ad oggi, alcuni vincoli alla trasmissione nell'area compresa fra la stazione di Magliano e l'area di carico Ligure, che non consentono, in alcune condizioni di rete, un esercizio con adeguati margini di sicurezza. Pertanto al fine di incrementare la qualità del servizio è prevista la rimozione di tali limitazioni sugli elettrodotti 132 kV "Magliano – Carrù", "Carrù – Ceva" e "Ceva – Cairo".						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri		Completamento		
				2022		
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	39		2			
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "Magliano-Carrù"	Compl.	Compl.	2014	2014	2015	
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "Carrù-Ceva"	Fase 5	Fase 5	2017	2017	2022	
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "Ceva-Cairo"	Fase 5	Fase 5	2017	2017	2021	
Sintesi Analisi Costi Benefici						
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)	
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030	
	IUS		1,5		IUS 1,5	
4 M€/15 M€		VAN 8 M€		VAN 8 M€		

³⁴ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Benefici Totali di sistema

2020 - Best Estimation			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3a - Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3a - Riduzione ENF	2		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

B3a
100%

2025 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1	0		
B2b	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

2030 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3a - Riduzione ENF	2		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

B3a
100%

2030 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1	0		
B2b	0		
B3a	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Rete 132 kV provincia di Aosta						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
25-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ³⁵
2017				Valle d'Aosta		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di garantire un adeguato livello di affidabilità e flessibilità di esercizio nella rete 132 kV dell'area di Aosta, sarà superata l'attuale gestione a tre estremi nei tratti "Rhins – Signayes – Aosta Ovest" e "Ponte Pietra – Preoil Pollai all. – Nus all.". gli interventi garantiranno un sensibile miglioramento della gestione, sicurezza di alimentazione dei carichi locali.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2019			2020	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Interventi presso Signayes all.	Fase 4	Fase 1	2019	2019	2019	La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività
Interventi presso Preoil Pollai all.	Fase 1	Fase 1	2020	2020	2020	La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/1 M€						

³⁵ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Stazione 132 kV Novara Est						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
155-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ³⁶
2018				Piemonte		Nord
Descrizione intervento						
A seguito della possibile dismissione della stazione 132 kV di Novara est di proprietà di Edison, si rende necessaria la realizzazione di una nuova stazione 132 kV a cui saranno opportunamente raccordate le linee esistenti dell'area, al fine di mantenere adeguati i livelli di sicurezza e flessibilità di esercizio.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione temporistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			Lungo termine	
Impatti territoriali						
Impatti non significativi						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
SE 132 kV Novara Est e raccordi 132 kV	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/8 M€						

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

Nuova interconnessione 132 kV "Nava – S. Dalmas"						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
160-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ³⁷
2018				Liguria		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di ottimizzare l'utilizzo dell'esistente linea d'interconnessione 66 kV fra gli impianti di Nava (IT) e S.Dalmas (FR), e di migliorare nel contempo la qualità del servizio dell'area Ovest della Liguria, specie a fronte dei fenomeni di "neve-umida", sarà studiata, di concerto con il gestore di rete francese, il riclassamento e il potenziamento dello stessa linea. Saranno contestualmente valutati gli interventi di adeguamento necessari presso lo stesso impianti di Nava, di proprietà del distributore, e gli elettrodotti a monte della stessa cabina primaria. Successivamente, in una seconda fase, sarà esaminata la possibilità di utilizzo di dispositivi di regolazione dei flussi, che potranno garantire, in funzione anche della disponibilità della rete francese, un ulteriore incremento della capacità di scambio fra le due nazioni.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		11		6		
Dismissione		11		6		
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 132 kV "Nava – S. Dalmas"	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo Termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/10 M€						

³⁷ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Stazione 132 kV Villadossola						
Identificativo PdS	Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
159-P						
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ³⁸	
2018			Piemonte		Nord	
Descrizione intervento						
Al fine di poter garantire maggiori margini di affidabilità e sicurezza sarà adeguata la stazione 132 kV di Villadossola.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2020			2025	
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Adeguamento stazione 132 kV Villadossola	Fase 1	Fase 1	2020	2020	2025	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/1 M€						

³⁸ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Stazione 220 kV Villeneuve						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
158-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ³⁹
2018				Valle d'Aosta		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di garantire maggiori margini di sicurezza per l'alimentazione del carico locale sarà installato presso la stazione a 220 kV di Villeneuve un secondo ATR 220/132 kV						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2020			2025	
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova trasformazione 220/132 kV Villeneuve	Fase 1	Fase 1	2020	2020	2025	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/3 M€						

³⁹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

5.1.3. Schede interventi in valutazione Area Nord Ovest

Elettrodotto 132 kV Mercallo-Cameri

Cod. 12-S

Nell'ottica di garantire il pieno sfruttamento della direttrice a 132 kV Mercallo – Cameri – Galliate che alimenta i carichi presenti nell'area di Novara, e rimuovere i vincoli di trasporto degli attuali collegamenti, sarà ricostruito l'elettrodotto 132 kV Mercallo – Cameri incrementando la sicurezza di esercizio e la qualità del servizio.

Motivazioni: Le attività saranno ricomprese nell'ambito della razionalizzazione connessa all'elettrodotto 380 kV "Trino – Lacchiarella"

Elettrodotto 380 kV Casanova – Asti – Vignole

Cod. 7-S

Le attività prevedono il riclassamento a 380 kV dell'attuale elettrodotto a 220 kV "Casanova – Vignole", al quale sarà connessa in entra-esce una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV nell'area di Asti.

Note: Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Elettrodotto 380 kV Casanova – Asti – Vignole e sviluppi di rete nelle province di Asti ed Alessandria".

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 assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Razionalizzazione rete 132 kV tra Val d'Aosta e Piemonte

Cod. 11-S

Le attività previste nell'area compresa tra le C.li di Pont Saint Martin e Quincinetto e la stazione di Montestrutto, comprendono:

- la ricostruzione delle linee a 132 kV "C.le Pont Saint Martin – Quincinetto" e "C.le Pont Saint Martin – Montestrutto", utilizzando il tracciato di quest'ultima;
- la realizzazione di due brevi raccordi alla stazione di Quincinetto delle linee a 132 kV "Verres – Quincinetto – der. Hone" e "C.le Pont Saint Martin – Quincinetto";
- la demolizione delle linee non più utilizzate nel nuovo assetto di rete ("C.le Pont Saint Martin – Quincinetto" e il tratto di accesso a Montestrutto della linea "C.le Pont Saint Martin – Montestrutto").

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 Castelnuovo

Cod. 20-S

Le attività prevedono l'installazione di una nuova macchina 380/132 kV e la realizzazione di un nuovo sistema 132 kV in doppia sbarra per consentire l'esercizio a sbarre separate presso la SE 380/132 kV di Castelnuovo.

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 S. Colombano

Cod. 9-S

L'intervento prevede la ricostruzione in doppia sbarra 380 kV dell'attuale sezione 220 kV della stazione di S. Colombano (GE), predisponendola per la connessione alla vicina linea 380 kV "Vignole – La Spezia".

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.

Razionalizzazione Valle d’Aosta

Cod. 5-S

Le attività prevedono la ricostruzione della direttrice a 220 kV "Avisé – Villeneuve – Châtillon".

L’intervento prevede inoltre interventi sulle reti 132 kV, in particolare:

- la nuova stazione 220/132 kV denominata Nus, connessa in entra-esce alla futura direttrice in cavo interrato tra la futura SE 132 kV Pollein e la SE Fenis;
- la nuova stazione di smistamento 132 kV denominata Pollein, connessa in entra-esce alla futura direttrice tra SE Villeneuve e la futura SE Nus;
- la nuova direttrice 132 kV tra gli impianti di Villeneuve e Fenis;
- il potenziamento degli ATR 220/132 kV presso gli impianti di Châtillon, Villeneuve e Valpelline.

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

Elettrodotti 132 kV “Vetri Dego – Spigno” e “Bistagno – Spigno”

Cod. 16-S

L’intervento prevede il potenziamento degli elettrodotti a 132 kV “Vetri Dego – Spigno” e “Bistagno – Spigno”.

***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 rete 220 e 132 kV Provincia di Torino

Cod. 6-S

In merito alle attività previste all’interno dell’intervento di “Razionalizzazione rete 220 e 132 kV provincia di Torino” le seguenti attività sono poste in valutazione:

- ricostruzione secondo gli standard attuali dell’elettrodotto 132 kV “Crot-Fucine-der.Lemie”;
- ricostruzione secondo gli standard attuali dell’elettrodotto 132 kV “Fucine-Funghera”;
- ricostruzione secondo gli standard attuali dell’elettrodotto 132 kV “Crot-Eni SpA-der.Lemie”;
- lo scrocio degli elettrodotti 132 kV “ENI SpA-Leynì” e “Ciriè-Venaria”, (ottenendo i due nuovi collegamenti a 132 kV “ENI SpA-Venaria” e “Ciriè-Leynì”) ed il potenziamento del tratto compreso tra l’impianto ENI SpA e l’attuale punto di incrocio delle linee.

***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.*

5.1.4. Schede Area Nord Ovest degli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e s.m.i.

Incremento della capacità di interconnessione con la Francia ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
2 - I		2.5.1		21		
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2010				Piemonte		Nord - Francia
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". Il progetto prevede la realizzazione lato Italia di un bipolo HVDC tra il nodo di Piossasco (IT) e il confine di Stato, parte italiana di un modulo del collegamento Piossasco – Grande Ile. In data 6 Aprile 2017 la società veicolo Piemonte Savoia Srl (PI.SA.) ha ricevuto dal MISE la notifica di esenzione (della durata di 10 anni e per una capacità di importazione e esportazione pari a 350 MW), tenuto conto del Decreto MISE 20/07/2016 e del parere positivo rilasciato dalla Commissione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 714/2009. In attuazione della legge 99/2009, in data 4 Luglio 2017 il Gruppo Terna e il consorzio che raggruppa imprese private cosiddette "energivore" hanno sottoscritto i contratti di mandato per la realizzazione (EPC) e per l'esercizio e manutenzione (O&M) del collegamento privato ⁴⁰ .						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2020	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
L'interconnector Italia-Francia verrà realizzato in sinergia con l'intervento relativo alla nuova interconnessione pubblica HVDC Piossasco – Grand'Ile						
Impatti territoriali ⁴¹						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		132,02		19,06		15,30
Dismissione		42,61		16,37		2,87
Dismissione e Realizzazione		26,77		2,44		1,90
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Grande'Ile – Piossasco	Fase 5	Fase 5	16/10/2009 (EL-177)	2015	2020	Cause di forza maggiore, che hanno reso non percorribile parte della viabilità della Valle, hanno richiesto la riprogrammazione dei lavori di posa sulla sede autostradale
SE conversione Piossasco	Fase 5	Fase 5		2015	2020	
Sintesi						
Investimento sostenuto Investimento stimato: 215 M€ / 415 M€				Capacità convenzionale in esenzione: 350 MW		

⁴⁰ La sottoscrizione dei contratti di mandato è avvenuta alla stipula dell'Accordo Quadro, con cui la Società veicolo Piemonte Savoia Srl è stata ceduta dal Gruppo Terna al Consorzio.

⁴¹ Gli indicatori di impatto territoriale sono riferiti al totale dell'interconnessione Italia-Montenegro e non solo al perimetro interconnector

5.2. AREA NORD

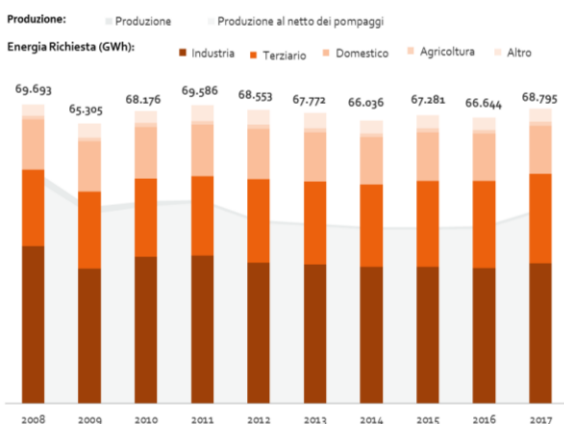


5.2.1. Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Area Nord

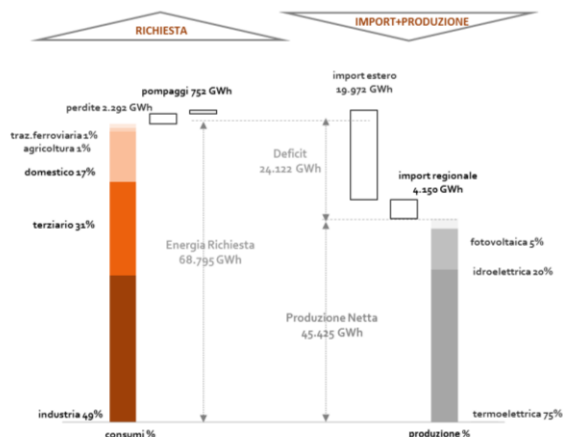
Lombardia

Il fabbisogno di energia elettrica della Regione Lombardia per l'anno 2017 è stato pari a circa 68,8 TWh, in aumento di circa il 3,2% rispetto all'anno precedente. Per quanto riguarda i consumi, la quota maggiore è rappresentata dal settore industriale, che da solo copre circa la metà della domanda (49%), seguono il terziario (31%), il domestico (17%), l'agricoltura (1%) e la trazione ferroviaria (1%).

Lombardia: storico produzione/riciesta



Lombardia: bilancio energetico 2017



La produzione netta regionale registra un aumento del 9,6% rispetto al 2016. In particolare, nel 2017 si registra un notevole incremento della produzione termoelettrica (+17,1%) ed il calo della produzione da fonte idroelettrica (-11,2%); la fonte fotovoltaica cresce di circa il 7%. Non potendo garantire il fabbisogno di energia elettrica con la propria produzione interna, la Regione si conferma deficitaria con un import di circa 20 TWh dall'estero e di circa 4 TWh dalle regioni confinanti.

5.2.2. Schede interventi pianificati Area Nord

Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
4-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁴²
2004				Piemonte/Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Nei termini stabiliti e con le modalità definite negli accordi sottoscritti con gli Enti Locali a valle dell'autorizzazione conseguita in data 17 novembre 2010 ai sensi della legge 239/04 dell'elettrodotto 380 kV "Trino-Lacchiarella", entrato in servizio nel gennaio 2014, sono previsti una serie di interventi di razionalizzazione, finalizzati anche a minimizzare la presenza di infrastrutture nel territorio.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		69		19		3
Dismissione		80		19		6
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Compl.	Compl.	Feb-2009 (EL-147)	2010	2014	In data 17 Novembre 2010 è stato autorizzato dal Ministero dello Sviluppo Economico il nuovo collegamento 380 kV in d.t.Trino-Lacchiarella (239/EL-147/130/2010)
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Variante aerea dell'elettrodotto a 380 kV Baggio - Pieve Albignola nell'ambito del territorio del Comune di Gudo Visconti	Compl.	Fase 5	Feb-2015 (EL-345)	2018	2018	In data 31/07/2017 è stata conseguita l'autorizzazione La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività
Riassetto delle linee esistenti nella Val Formazza mediante variante aerea delle due linee a 220 kV Ponte V.F. - Verampio Interramento della linea a 132 kV Ponte V.F. - Fondovalle	Fase 3	Fase 3	Sett-2011 (EL-275)	Lungo termine	Lungo termine	

⁴²Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Variante aerea della linea 220 kV Rosone – Grugliasco	Compl.	Compl.	Sett-2011 (EL-258)	2014	2015	In data 19 Giugno 2013 l'opera è stata autorizzata dal Ministero dello Sviluppo Economico (239/EL-258/187/2013)
Demolizione 132 kV, "Garlasco - Tavazzano Est All" ⁴³	Fase 1	Fase 1	2018	2025	Lungo Termine	
Demolizione linea a 132 kV "Mercallo - Somma Lombardo"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione 132 kV "Casorate S. - Mercallo"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione tratto linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Ricostruzione doppia terna tratto linee a 132 kV "Casorate S - Mercallo" e "Somma Lombardo - Mercallo"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Ricostruzione doppia terna raccordi 132 kV CP di Somma Lombardo delle linee "Mercallo - Somma Lombardo" e "Somma Lombardo - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione linea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino" e variante aerea	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione e ricostruzione in doppia terna tratto inea 132 kV "Somma Lombardo - Vizzola Ticino" e 132 kV "Malpensa All. - Vizzola Ticino"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante aerea 220 kV "Trino - Vercelli"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante aerea 132 kV "Fontanetto All-Trino CP"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante aerea 132 kV "Sannazzaro - GropelloAll", "Alagna - GropelloAll" e "Alagna - Vigevano Est"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento 132 kV di "CP Mortara - CP Robbio" e "CP Robbio - Vercelli"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante aerea 132 kV "CP Mede - SIT CS SIT (Mortara)"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento 132 kV "CP Mortara - SIT CS Mortara"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante in cavo 132 kV "Mercallo – Cameri" e demolizione 220 kV tra "Mercallo-	Fase 2	Fase 1	2019	2021	2024	La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività

⁴³Riassetto rete 132 kV Comune di Vellezzo e Bellini e Certosa Pavia.

Cameri" e "Magenta-Pallanzeno"						
Interramento tratto 132 kV doppia terna "Tornavento - dep. S. Antonino CS" e "Malpensa CP - Turbigo ST"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento tratto linea 132 kV in doppia terna "Malpensa CP - Turbigo ST" e "Tornavento - Turbigo SupAll".	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento linea 132 kV dalla CP di Vercelli SUD alla centrale ATEL	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Demolizione parziale 132 kV Edison Novara - Nerviano previa realizzazione della richiusura della CP Nerviano sulla rete AT della Regione Lombardia e ricollegamento dell'impianto di Edison Novara (Novel) su rete AT novarese	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Variante in cavo per l'ingresso alla CP Tortona linea a 132 kV Tortona - San Bartolomeo	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento 132 kV "Reno de Medici - SARPOM"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Interramento dell'elettrodotto a 132 kV Borgomanero Nord - Borgomanero Est	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Sintesi⁴⁴						
Investimento sostenuto/stimato: 180 M€/370 M€						

⁴⁴Le attività in corso si riferiscono ad opere di razionalizzazione associate all'opera principale già entrata in servizio, conseguenti alla necessità di ottemperare a prescrizioni autorizzative e/o concertative quindi non soggette ad Analisi Costi Benefici.

Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
8 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁴⁵
2007/2013		Tab.1		Piemonte/Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di consentire l'utilizzo della piena capacità di trasporto e di conseguenza il pieno sfruttamento in sicurezza dell'import dalla frontiera Nord-Ovest, saranno superati gli attuali vincoli di portata presenti sulla rete 380 kV dell'area. In particolare, in aggiunta a quanto già fatto sull'elettrodotto "Vignole – La Spezia", saranno rimosse le limitazioni sulle linee: <ul style="list-style-type: none"> • "Rondissone-Trino"; • "Vignole-Vado"; • "Lacchiarella-Chignolo Po". Contestualmente sarà esaminata la necessità di intervenire sulla rete 220 kV presente nell'area.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Interconnessione Italia – Francia(cod. 3-p)						
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		6				
Dismissione		6				
Dismissione e Realizzazione		101		5		
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Lacchiarella – Chignolo Po	Compl.	Fase 5	Gen-2016 (EL-359)	2017	Compl.	La riprogrammazione della data di completamento dovuta a verifiche puntuali tecnico impiantistiche
Rondissone-Trino	Compl.	Compl.	2016	2016	2017	
Vignole – La Spezia	Compl.	Compl.	2013	2013	2015	
Vignole - Vado	Compl.	Fase 5	2017	2018	Compl.	La riprogrammazione della data di completamento dovuta a verifiche puntuali tecnico impiantistiche
Sintesi Analisi Costi Benefici ⁴⁶						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici		
83 M€/91 M€				2020, 2025, 2030		
				IUS		4-4
				VAN		330-324 M€
Sensitivity Analisi Costi Benefici ^{47,48}						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici		
83 M€/91 M€				2020, 2025, 2030		
				IUS		9,5-8,3
				VAN		929-796 M€

⁴⁵Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

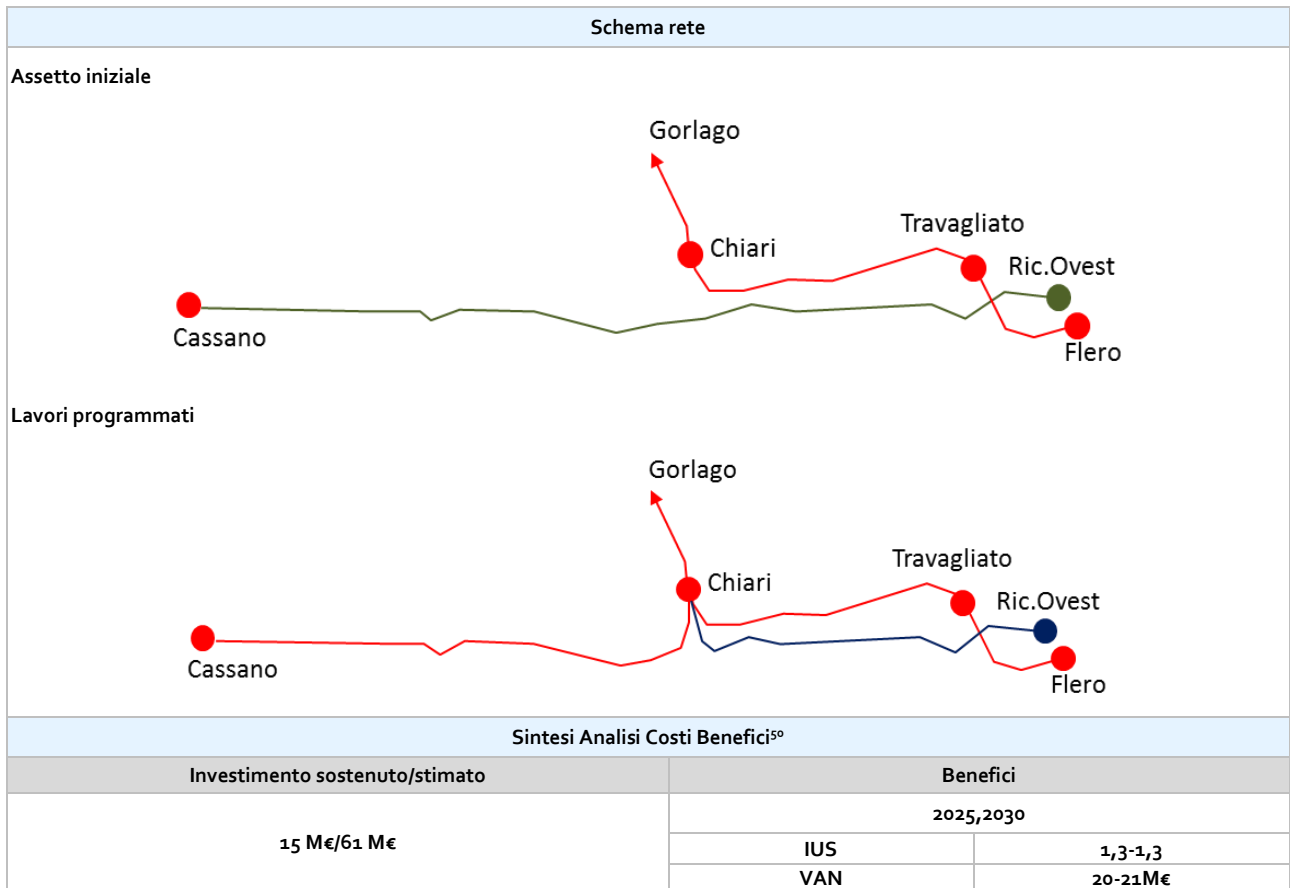
⁴⁶ ⁴⁶ Gli indicatori riportati sono riferiti ai benefici valutati nel PdS 2017 (sito www.terna.it) rapportati ad un costo aggiornato alle ultime stime.

⁴⁷ L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio dell'intervento con vista del solo consumatore.

⁴⁸ 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 380 kV tra Milano e Brescia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
104 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁴⁹
2010				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
<p>Nell'ottica di incrementare l'efficienza della rete elettrica che alimenta il carico della città di Brescia, l'elettrodotto 220 kV "Cassano – Ric. Ovest BS" sarà riclassato a 380 kV tra le stazioni di Cassano e di Chiari. Al fine di migliorare i margini di sicurezza e affidabilità dell'alimentazione della rete 220 kV della Lombardia è previsto l'ammazzettamento delle doppie terne 220 kV Cassano – Ric. Sud e Grosio/Premadio – Ric. Sud con successiva modifica dell'assetto rete della S/E Cassano. L'intervento garantirà un migliore dispacciamento della produzione elettrica della Lombardia, aumentando così i margini di sicurezza e affidabilità dell'alimentazione.</p> <p>L'opera sarà realizzata in sinergia con il nuovo collegamento autostradale Brescia – Bergamo – Milano, garantendo un consumo più efficiente del suolo rispetto alla realizzazione delle nuove infrastrutture.</p> <p>A valle della realizzazione del nuovo collegamento 380 kV sarà possibile declassare a 132 kV il rimanente tratto tra la stazione di Chiari e l'impianto di Ric.Ovest BS.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2022	
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		67				1
Dismissione		55				1
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 380 kV Cassano-Chiari	Fase 3	Fase 3	Dic-2013 (EL-326)	2020	2022	
Ampliamento SE Chiari	Compl.	Compl.	Lug-2013 (EL-311)	Mar-2014	2016	In data 25-Mar-2014 l'opera è stata autorizzata (239/EL-311/203/2014)
Raccordi 220kV alla S/E Cassano della Grosio/Premadio- Ric. Sud	Fase 1	Fase 1	2020	2020	2020	

⁴⁹Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità



⁵⁰Gli 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 220 kV Glorenza – Tirano – der.Premadio						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
106 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵¹
2010				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di incrementare l'affidabilità del servizio elettrico e di garantire un migliore sfruttamento della produzione idroelettrica dell'Alta Valtellina, sarà rimossa la derivazione rigida dell'impianto di Premadio sulla direttrice 220 kV Glorenza – Villa di Tirano, e contestualmente sarà valutata l'opportunità di rivedere l'assetto delle direttrici di trasmissione sottese alla stessa stazione di Premadio. Saranno contestualmente previste attività di adeguamento dell'impianto di Premadio al fine di garantire una maggiore flessibilità di esercizio.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2018			2022	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				In data 13 novembre 2009 con delibera comunale n.35 è stato approvato il Protocollo d'Intesa con il comune di Valdidentro per l'intervento in questione.		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		4				1
Dismissione		2				
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo raccordo 220 kV in S/E Premadio	Fase 5	Fase 4	10-Ago-2015 (EL-349)	2018	2022	In data 20/06/2017 l'opera è stata autorizzata (239/EL-349/251/2017)
Nuovo stallo 220 kV in S/E Premadio	Fase 5	Fase 4				
Ampliamento e adeguamento S/E 220 kV Premadio	Fase 4	Fase 2	2018	2019	2022	
Sintesi Analisi Costi Benefici						
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)	
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030	
2,7 M€/ 18 M€	IUS		1,8		IUS	
	VAN		17 M€		VAN	

⁵¹Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

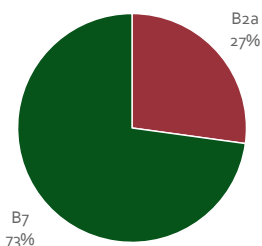
Benefici Totali di sistema

2020 - Best Estimation

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2a - Riduzione Perdite		0	
B3b- Riduzione ENF		0	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO2		0	
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2a - Riduzione Perdite		<1	
B3b- Riduzione ENF		0	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		1	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO2		0	
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	210	l13 - Variazione resilienza	0

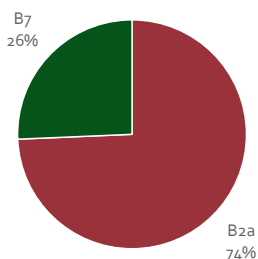


2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2a		0	
B3b		0	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		0	
B13		0	
B16		0	
B18		0	
B19		0	
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2a - Riduzione Perdite		2	
B3b- Riduzione ENF		0	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		1	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO2		0	
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	390	l13 - Variazione resilienza	0



2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2a		0	
B3b		0	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		0	
B13		0	
B16		0	
B18		0	
B19		0	
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
113 – P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵²
2006		Tab.1		Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Nei termini stabiliti e con le modalità definite negli accordi sottoscritti con gli Enti Locali a valle dell'autorizzazione conseguita in data 13 Novembre 2009 ai sensi della legge 239/04 della direttrice 380 kV Chignolo Po-Maleo, entrato in servizio nel dicembre del 2011, sono previsti una serie di interventi finalizzati anche a minimizzare la presenza di infrastrutture nel territorio.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		12				
Dismissione		29				4
Dismissione e Realizzazione		23				5
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 380 kV Chignolo Po-Maleo	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-108/2008)	2010	2011	In data 13-Nov-2009 è stata autorizzata l'opera (239/EL-108/101/2009)
SE Chignolo Po	Compl.	Compl.				
SE Maleo	Compl.	Compl.				
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
S. Rocco – Miradolo	Fase 3	Fase 3	Feb-2012 (EL-282)	2022	2025	
Casalpusterlengo – S.Rocco						
Casalpusterlengo-UT Lever	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata
SE 220 Tavazzano	Fase 5	Fase 5	Lug-2010 (EL – 204)	2015	2019	
raccordi 220kV in cavo nel comune di Tavazzano con Villavesco	Fase 5	Fase 5		2018	2019	
Tavazzano Est-Sarmato n.221	Fase 5	Fase 5		2018	2021	
Tavazzano Est-Tavazzano n.222	Fase 5	Fase 5		2018	2021	
Tavazzano Est-Cesano n.223	Fase 5	Fase 5		2018	2021	
Tavazzano-Tavazzano Ovest-Cassano n.276	Compl.	Fase 5		2017	2018	
Tavazzano Est-Tavazzano n.586	Fase 5	Fase 3		2018	2021	

⁵²Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

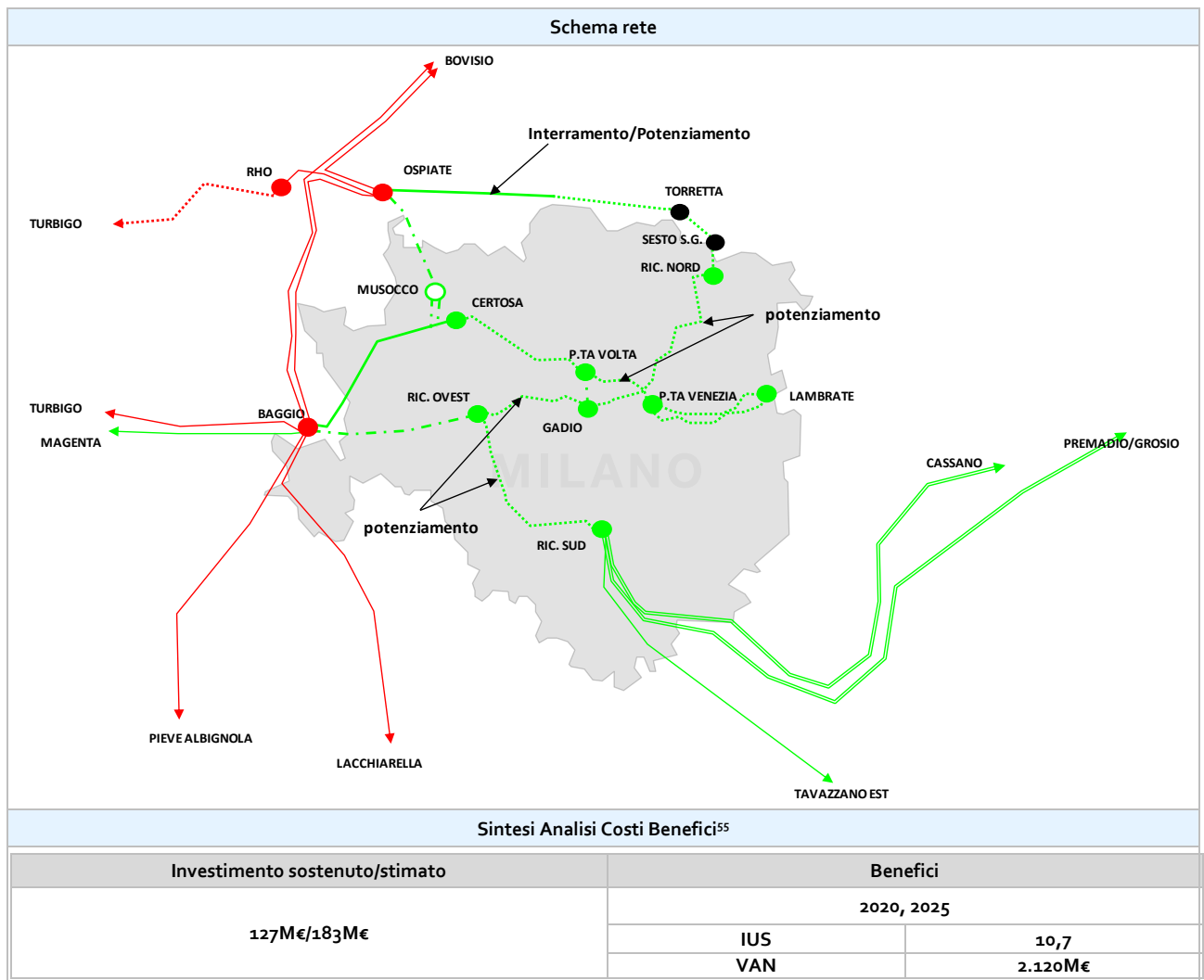
Tavazzano Ovest-Rise Sesto n.922	Compl.	Compl.		2015	2017	
Tavazzano Est-Colà	Fase 5	Fase 3		2018	2021	
raccordo Tavazzano-Chiaravalle	Fase 5	Fase 3		2018	2021	
Tavazzano Est-Garlasco n.035-3	Fase 5	Fase 3		2018	2021	
Tavazzano Est-Chiaravalle n.031	Fase 5	Fase 3		2018	2021	
Tavazzano Est-Garlasco der SESEC n.035-3	Compl.	Compl.		2015	2017	
Lodi – Lodi FS n.576	Fase 4	Fase 4				
Lodi – Brembio n.590	Fase 4	Fase 4	Lug-2010 (EL – 204)	2019	2021	In data 22-Nov-2012 l'opera è stata autorizzata, autorizzata con autorizzazione n. 239/EL204/178/2012 prorogata di ulteriori 2 anni
Lodi – Montanaso n.591	Fase 4	Fase 4				
Casalpusterlengo – Brembio	Fase 3	Fase 3				
Casalpusterlengo – Pizzighettone	Fase 3	Fase 3	Feb-2012 (EL-282)	2022	2025	
Lodi FS-Casalpusterlengo FS n.0241°	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Lodi FS-Melegnano FS n.023°	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Maleo – Pizzighettone	Compl.	Compl.		2010	2011	Legato alla realizzazione sul 380 kV In data 13-Nov-2009 è stata autorizzata l'opera (239/EL-108/101/2009)
S. Rocco-Maleo	Compl.	Compl.	Feb-2008 (EL-108/2008)	2010	2011	
S.Rocco-Pizzighettone	Compl.	Compl.		2010	2011	
Sintesi⁵³						
Investimento sostenuto/stimato: 127 M€/190 M€						

⁵³Le attività in corso si riferiscono ad opere di razionalizzazione associate all'opera principale già entrata in servizio, conseguenti alla necessità di ottemperare a prescrizioni autorizzative e/o concertative quindi non soggette ad Analisi Costi Benefici.

Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco						
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP			
115 – P			RIP 2017			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato ⁵⁴			
2005	Tab.2	Lombardia	Nord			
Descrizione intervento						
<p>Considerato l'ingente carico della città di Milano, e gli elevati transiti sugli elettrodotti di trasmissione nell'area che ne derivano, è stata programmata una serie di opere di sviluppo della rete di trasmissione che interessano il territorio milanese.</p> <p>Il potenziamento della rete della città di Milano ha tra i suoi obiettivi quelli di:</p> <ul style="list-style-type: none"> - garantire anche in futuro la sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche, diminuendo la probabilità di energia non fornita; - migliorare la connessione degli esistenti impianti di trasmissione, tradizionalmente gestiti come reti separate, in modo da incrementare l'affidabilità della rete; - assicurare un migliore deflusso della potenza generata. <p>A seguito della realizzazione dei collegamenti in cavo "Gadio – Porta Volta" e "Baggio – Ric. Ovest" è stata installata una nuova trasformazione 380/220 kV presso la SE di Baggio ed è stato potenziato il collegamento "Ricev. Ovest-Ricev.Sud".</p> <p>Saranno inoltre potenziati i collegamenti esistenti in cavo interrato a 220 kV "Gadio - Ricev. Nord", "Ricev. Ovest - Gadio", "Porta Volta - Porta Venezia", e "Ospiate - Torretta".</p> <p>In correlazione con tali nuovi collegamenti, anche al fine di adeguare gli apparati delle stazioni di Ricevitrice Sud, Ricevitrice Nord e Gadio al futuro assetto di rete sarà previsto l'ampliamento ed il potenziamento di tali impianti.</p> <p>È stata prevista, inoltre, presso la SE Cassano, una nuova trasformazione 380/220 kV.</p> <p>Nell'ambito del Piano di Razionalizzazione della rete di alimentazione della città di Milano è stata anche realizzata una nuova stazione 220 kV, in prossimità dell'esistente impianto CP Musocco di proprietà del Distributore Locale, dotata di opportune trasformazioni 220/132 kV e raccordata agli esistenti impianti 220 kV di Baggio, Porta Volta e Ospiate, e alla linea 132 kV "Amsa Figino – Novate".</p> <p>Contestualmente alla realizzazione dei raccordi 220 kV della nuova SE di Musocco è stata anche installata, presso l'impianto di Ospiate, una reattanza di compensazione al fine di contenere i profili di tensione nella città di Milano.</p>						
Finalità intervento		Obiettivo intervento				
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio			
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA			
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza			
		Integrazione RFI	Transizione Energetica			
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento				
		Lungo termine				
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]			
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	29		19			
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo cavo 220 kV "Gadio – P.ta Volta"	Compl.	Compl.	8-Sett-2008 (EL-137)	2010	Apr-2011	In data 05-Ago-2010 l'opera è stata autorizzata (239/EL-137/114/2010)
Nuovo cavo 220 kV "Ricev. Ovest – Baggio"	Compl.	Compl.	15-Mar-2010 (EL-193)	2012	Ago-2013	In data 18-Ott-2011 l'opera è stata autorizzata (239/EL-193/151/2011)

⁵⁴Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Nuova trasformazione 380/220 kV presso SE Baggio	Compl.	Compl.				
Potenziamento cavo 220 kV "Ricev. Ovest – Gadio"	Compl.	Fase 4		2017	2018	In data 6-Mar-2014 l'opera è stata autorizzata (239/EL-276/200/2014) La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività
Potenziamento cavo 220 kV "Ricev. Nord - Gadio"	Compl.	Compl.	06-Mar-2012 (EL-276)	2016	2017	In data 6-Mar-2014 l'opera è stata autorizzata (239/EL-276/200/2014)
Potenziamento cavo 220 kV "Ricev. Ovest - Ricev. Sud"	Compl.	Compl.		2014	2015	
Potenziamento cavo 220 kV "P.ta Volta - P.ta Venezia"	Fase 5	Fase 5		2018	2020	
Nuova reattanza 220 kV presso SE Ospiate	Compl.	Compl.	2013	2013	Dic-2014	
Nuova SE 220/132 kV Musocco	Compl.	Compl.	20-Dic-2011 (EL 265a/b)	2012	2015	In data 26-Sett-2012 sono state autorizzate le opere con n.procedimento EL 265a (239/EL-265/171/2012) In data 14-Mag-2013 sono state autorizzate le opere con n.procedimento EL 265b (239/EL-265/186/2013)
Raccordi 220 kV "Baggio – Musocco - P.ta Volta"	Compl.	Compl.				
Nuovo elettrodotto 220 kV "Musocco – Ospiate"	Compl.	Compl.				
Raccordi 132 kV "Amsa Figino - Musocco - Novate" ed interramenti linee 132 kV afferenti a SE Musocco	Compl.	Compl.				
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Potenziamento elettrodotto 220 kV Ospiate-Torretta	Fase 2	Fase 2	2018	2021	2025	
Adeguamento della SE Ricevitrice Sud	Fase 2	Fase 2	2019	2021	2023	La nuova previsione di anticipo della tempistica di completamento è correlata ad un'ottimizzazione della programmazione temporale delle attività
Adeguamento della SE Gadio	Fase 4	Fase 1	2018	2019	2021	
Nuova trasformazione 380/220 kV presso la SE Cassano	Compl.	Compl.	2014	2014	2015	In corso attività funzionali a separazione funzionale



⁵⁵Gli 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.

Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
116 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵⁶
2010		Tab.1		Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
<p>La rete elettrica della Valle Sabbia, è caratterizzata, ad oggi, da importanti vincoli all'esercizio dovuti alla presenza di limitazioni della portata degli elettrodotti presenti e a schemi di connessione non ottimali.</p> <p>Ciò ovviamente ha un riflesso sulla qualità dell'alimentazione nell'area e in particolare sulle utenze di carattere industriale.</p> <p>Pertanto, al fine di incrementare l'affidabilità e la qualità del servizio elettrico nell'area della Valle Sabbia, sono state definite una serie di attività quali:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la realizzazione di una nuova stazione elettrica 220/132 kV in prossimità dell'area industriale di Odolo, e dei raccordi 220 kV e 132 kV alla rete afferente sarà garantita l'alimentazione in sicurezza e la magliatura della rete AT locale; - la rimozione delle limitazioni della dorsale 132 kV che attraversa la valle, tramite lo sfruttamento di asset già esistenti, e, contestualmente, la realizzazione di una nuova SE 132 kV presso l'impianto di Ponte Caffaro; <p>Sarà inoltre, di concerto con il Distributore, modificata la connessione della CP Lumezzane mediante un nuovo raccordo alla futura direttrice 132 kV verso Odolo.</p> <p>In anticipo alle attività sopra descritte, al fine di migliorare la flessibilità di esercizio (specie in corrispondenza di condizioni climatiche/ambientali non ottimali) saranno predisposti opportuni automatismi presso gli impianti di IRO Odolo e Valsabbia.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2018			2021	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	19				1	
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
S/E 220 kV Agnosine e raccordi	Fase 5	Fase 5	Feb-2012 (EL-274)	2018	2020	In data 14 maggio 2014 è stata autorizzata la SE 220/132 kV di Agnosine, i raccordi alla rete locale e le opere connesse (239/EL-274/211/2014)
S/E 132 kV di Ponte Caffaro, collegamenti alla RTN e opere connesse.	Fase 5	Fase 5	Dic-2015 (EL-360)	2019	2021	In data 18 ottobre 2018 è stata autorizzata la SE 132 kV di Ponte Caffaro, collegamenti alla RTN e opere connesse (239/EL-360/276/2018)
Collegamento 132 kV Ferriera Valsabbia – Agnosine	Fase 1	Fase 1	2019	2020	2021	
Nuovo raccordo in DT 132 kV ingresso CP Lumezzane	Fase 2	Fase 1	2018	2020	2021	

⁵⁶Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Stazione 380 kV Mese							
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
127 - P							
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵⁸	
2008				Lombardia		Nord	
Descrizione intervento							
L'esistente stazione 220/132 kV di Mese è interessata dalle potenze importate dalla Svizzera attraverso il collegamento 220 kV Mese – Gorduno nonché dalle produzioni del nucleo idroelettrico della Valchiavenna. La stazione è poi connessa all'area di carico del comasco attraverso due lunghe arterie a 132 kV che, nei periodi di alta idraulicità, devono essere esercite al limite delle proprie capacità. Al fine, pertanto, di incrementare i margini di sicurezza e la necessaria flessibilità dell'esercizio della rete, si prevede di realizzare una nuova stazione elettrica 380 kV in prossimità dell'attuale stazione Mese che sarà collegata in entra – esce alla linea 380 kV "Bulciago – Soazza" e alla rete afferente all'esistente stazione.							
Finalità intervento			Obiettivo intervento				
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio		
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza		
			Integrazione RFI		Transizione Energetica		
Previsione tempistica Intervento							
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento		
		2022			2025		
Impatti territoriali							
Impatti non significativi							
Avanzamento opere principali							
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)	
	PdS '19	PdS '18					
SE 380 kV Mese e raccordi	Fase 3	Fase 3	Giu-2014 (EL-332)	2022	2025		
Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
<1 M€/35 M€	IUS	22,5			IUS	22,5	
	VAN	789M€			VAN	789M€	

⁵⁸Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Benefici Totali di sistema

2020 - Best Estimation			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	35		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

B5b
100%

2025 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1	0		
B2b	0		
B3b	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

2030 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	57		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

B5b
100%

2030 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1	0		
B2b	0		
B3b	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Stazione 380 kV Magenta						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
126 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵⁹
2009				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di aumentare l'affidabilità, la sicurezza e la flessibilità di esercizio della rete elettrica nell'area compresa tra le stazioni 380 kV di Turbigo e di Baggio, è prevista una nuova sezione 380 kV presso l'esistente impianto 220 kV di Magenta, con le relative trasformazioni e brevissimi raccordi all'elettrodotto 380 kV Turbigo – Baggio. Contestualmente sarà realizzato un riassetto generale della rete AT afferente la stazione.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2019			2022	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	8				5	
Dismissione	6				3	
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova sezione 380 kV e ATR 380/220 kV presso la SE 220 kV Magenta	Fase 3	Fase 3	Gen – 2016 (EL-361)	2019	2022	In data 7 – Marzo – 2018 è stata autorizzata la nuova sezione 380kV della S.E. Magenta, con associati nuovi raccordi (239/EL-361/267/2018)
Raccordi 380 kV alla linea "Turbigo – Baggio"	Fase 3	Fase 3				
Stato avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Interramento 132 kV "Magenta-Abbiategrosso T.040" e "Magenta -Vigevano est"	Fase 4	Fase 3	Gen – 2016 (EL-361)	2019	2022	In data 7 – Marzo – 2018 è stata autorizzata la nuova sezione 380kV della S.E. Magenta, con associati nuovi raccordi (239/EL-361/267/2018)
Ripristino doppia terna 132 kV "Magenta-Vittuone" e "Magenta-Gaggiano" e demolizione, parziale 132 kV "Magenta-Gaggiano"	Fase 4	Fase 3				

⁵⁹Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Interramento 132 kV "Magenta - Magenta CS T.480"	Fase 4	Fase 3	Gen – 2016 (EL-361)	2019	2022	
Interramento 132 kV "Magenta-Boffalora"	Fase 4	Fase 3	Gen – 2016 (EL-361)	2019	2022	
Sintesi Analisi Costi Benefici						
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base			Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030			Scenario ST 2025, 2030		
<1 M€/32M€	IUS	6,6		IUS	6,6	
	VAN	198M€		VAN	198M€	

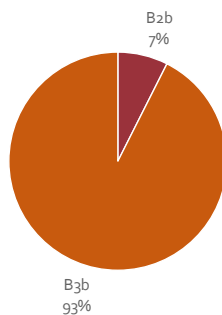
Benefici Totali di sistema

2020 - Best Estimation

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	1		
B3b- Riduzione ENF	13		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

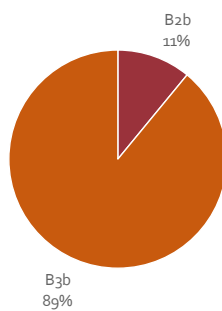


2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1	0		
B2b	0		
B3b	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	2		
B3b- Riduzione ENF	14		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0



2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1	0		
B2b	0		
B3b	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Stazione 380 kV Brugherio						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
138 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁶⁰
2007				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
In considerazione dei valori di corrente di cortocircuito attuali e previsti in corrispondenza della sezione 380 kV di Brugherio, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate. I lavori saranno realizzati scaglionando le attività sulle apparecchiature per ordine di priorità.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2025	
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Adeguamento della SE Brugherio	Fase 5	Fase 5	2015	2015	2025	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/3 M€						

⁶⁰Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Stazione 380 kV Tavazzano						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
142 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁶¹
2007				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
In considerazione dei valori di corrente di cortocircuito attuali e previsti in corrispondenza della sezione 380 kV di Tavazzano, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate. I lavori saranno realizzati scaglionando le attività sulle apparecchiature per ordine di priorità.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2025	
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Adeguamento SE Tavazzano	Fase 5	Fase 5	2015	2015	2025	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 2 M€/3 M€						

⁶¹Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Stazione 380 kV Bovisio						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
137 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁶²
2006 ⁶³ 2010 ⁶⁴				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
In considerazione dei valori di corrente di cortocircuito attuali e previsti in corrispondenza della sezione 380 kV di Bovisio, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate. E' stata inoltre installata una reattanza di circa 285 MVar presso lo stesso impianto.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER Interconnessioni		Qualità del Servizio Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN Integrazione RFI		Resilienza Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2025	
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Adeguamento SE Bovisio	Fase 5	Fase 5	2013	2013	2025	
Installazione di un banco di reattanze trasversali da 285 MVar presso SE Bovisio	Compl.	Compl.	2013	2013	2015	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 4M€/6M€						

⁶² Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

⁶³ Si riferisce all'adeguamento impianto.

⁶⁴ Si riferisce all'installazione della reattanza.

Stazione 380 kV Turbigo						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
143 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁶⁵
2006 ⁶⁶ 2010 ⁶⁷				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
In considerazione dei valori di corrente di cortocircuito attuali e previsti in corrispondenza della sezione 380 kV di Turbigo, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate. Contestualmente è stata installata una reattanza di circa 285 MVar presso lo stesso impianto di Turbigo.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER Interconnessioni		Qualità del Servizio Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN Integrazione RFI		Resilienza Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					Lungo termine	
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Adeguamento della SE Turbigo	Fase 1	Fase 1	2025	2025	Lungo termine	
Installazione di un banco di reattanze trasversali da 258 MVar presso SE Turbigo	Compl.	Compl.	2015	2016	2017	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 3 M€/12 M€						

⁶⁵ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

⁶⁶ Si riferisce all'adeguamento impianto.

⁶⁷ Si riferisce all'installazione della reattanza.

Stazione 380 kVS.Rocco						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
144 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁶⁸
2011				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
In considerazione dei valori di corrente di cortocircuito attuali e previsti in corrispondenza della sezione 380 kV di S. Rocco, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate. I lavori saranno realizzati scaglionando le attività sulle apparecchiature per ordine di priorità.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2021	
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Adeguamento della SE 380 kV S. Rocco	Fase 5	Fase 5	2015	2015	2021	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 2 M€/3 M€						

⁶⁸Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Stazione 220 kV Grosotto						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
145 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁶⁹
2011				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di garantire migliori margini di sicurezza ed affidabilità di esercizio, sarà adeguata la potenza della capacità di trasformazione 220/132 kV presso la SE di Grosotto. Il nuovo trasformatore sarà inoltre dotato di variatore sotto carico, in modo tale da permettere una migliore regolazione di tensione sulla direttrice 132 kV sottesa alla stessa stazione di Grosotto.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo ATR 220/132kV Grosotto	Fase5	Fase 5	2017	2017	2019	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 2,5 M€/5 M€						

⁶⁹Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Stazione 220 kV Tirano						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
152 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁷⁰
2017				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di garantire un adeguato profilo di tensione sulle lunghe direttrici 220 kV che collegano l'alta Valtellina ai carichi dell'area di Milano si prevederà l'installazione presso la SE 220 di Tirano di un banco di reattanze.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2019			2022	
Impatti territoriali						
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '18	PdS '17				
Installazione reattore presso SE 220 kV Tirano	Fase 4	Fase 2	2019	2019	2022	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/2 M€						

⁷⁰Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Stazione 220 kV Vaiano Valle						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
130 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁷¹
2006				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
<p>La rete 132 kV dell'area Sud di Milano è alimentata principalmente attraverso lunghe direttrici che collegano in entra-esce le cabine primarie che raccordano, a loro volta, la sottostante rete di media tensione.</p> <p>Allo stato attuale tale rete 132 kV trova il suo unico punto di raccordo e smistamento nell'impianto di E-DISTRIBUZIONE di Vaiano Valle, per il quale la stessa E-DISTRIBUZIONE ha comunicato una perdita di interesse a causa della dismissione delle trasformazioni AT/MT.</p> <p>Un eventuale dismissione di tutto l'impianto comporterebbe la perdita di un importante nodo di smistamento e raccordo, riducendo sensibilmente la flessibilità di esercizio dell'area e l'affidabilità dell'alimentazione dei carichi sottesi.</p> <p>A ciò occorre aggiungere la necessità di garantire una migliore distribuzione dei transiti sulla rete 220 kV attualmente fortemente concentrata in quell'area presso la SE 220 kV di Ric.Sud</p> <p>Sarà pertanto prevista, di concreto con il Distributore, una nuova stazione di trasformazione 220/132 kV collegata in entra – esce alla direttrice 220 kV "Cassano – Ricevitrice Sud" e alla rete 132 kV afferente l'attuale impianto 132 kV di Vaiano Valle.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2023			Lungo Termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Realizzazione vincolata al raggiungimento di un accordo tecnico-economico con E- Distribuzione relativamente all'acquisizione della Cabina Primaria di Vaiano Valle.			
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		3				
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
SE 220 kV Vaiano Valle e raccordi	Fase 1	Fase 1	2020	2023	Lungo Termine	
Sintesi Analisi Costi Benefici						
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)	
	Scenario ST 2020, 2025				Scenario ST 2020, 2025	
	<1 M€/18 M€		IUS	1,6	IUS	1,6
		VAN	13 M€	VAN	13 M€	

⁷¹Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

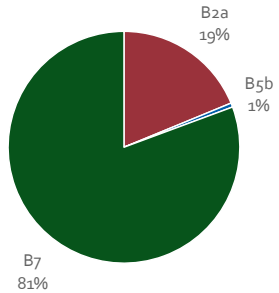
Benefici Totali di sistema

2020 - Best Estimation

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	o		
B2a - Riduzione Perdite	o		
B3a- Riduzione ENF	o		
B4 - Costi evitati o differiti	o		
B5b - Integrazione rinnovabil	o		
B6 - Investimenti evitati	o		
B7 - Costi evitati MSD	o		
B13 - Incremento Resilienza	o		
B16 - Opex Evitati o differiti	o		
B18 - Riduzione CO2	o		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	o		
Altri benefici non monetari		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	o	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	o
l5 - Overgeneration [MWh]	o	l13 - Variazione resilienza	o

2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	o		
B2a - Riduzione Perdite	<1		
B3a- Riduzione ENF	o		
B4 - Costi evitati o differiti	o		
B5b - Integrazione rinnovabil	<1		
B6 - Investimenti evitati	o		
B7 - Costi evitati MSD	<1		
B13 - Incremento Resilienza	o		
B16 - Opex Evitati o differiti	o		
B18 - Riduzione CO2	o		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	o		
Altri benefici non monetari		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	o	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	o
l5 - Overgeneration [MWh]	o	l13 - Variazione resilienza	o

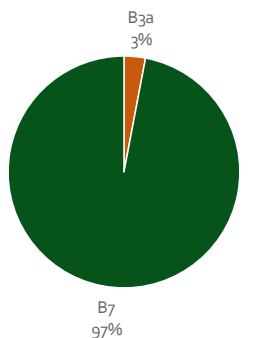


2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1	o		
B2a	o		
B3a	o		
B4	o		
B5b	o		
B6	o		
B7	o		
B13	o		
B16	o		
B18	o		
B19	o		
Altri		Val.	
l21 [MW]	o	l8 [k ton]	o
l5 [MWh]	o	l13	o

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	o		
B2a - Riduzione Perdite	o		
B3a- Riduzione ENF	<1		
B4 - Costi evitati o differiti	o		
B5b - Integrazione rinnovabil	o		
B6 - Investimenti evitati	o		
B7 - Costi evitati MSD	3		
B13 - Incremento Resilienza	o		
B16 - Opex Evitati o differiti	o		
B18 - Riduzione CO2	o		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	o		
Altri benefici non monetari		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	o	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	o
l5 - Overgeneration [MWh]	o	l13 - Variazione resilienza	o



2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1	o		
B2a	o		
B3a	o		
B4	o		
B5b	o		
B6	o		
B7	o		
B13	o		
B16	o		
B18	o		
B19	o		
Altri		Val.	
l21 [MW]	o	l8 [k ton]	o
l5 [MWh]	o	l13	o

Elettrodotto 132 kV Verderio - Ciserano						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
147 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁷²
2012				Lombardia		
Descrizione intervento						
La porzione di rete che alimenta l'area ovest della città di Bergamo, presenta limitazioni sull'esercizio della piena portata degli elettrodotti che già nel breve termine potrebbero ridurre i margini di affidabilità e sicurezza locale di esercizio. Sono stati perciò previsti interventi di rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 132 kV in uscita dalle stazioni di Verderio e Ciserano, che consentiranno di migliorare gli standard attuali e garantire più ampi margini di sicurezza, di esercizio e di garanzia di copertura dei prelievi di potenza dell'area.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2018		2018			Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	4 ¹		2		7	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Verderio-Chignolo d'Isola	Fase 1	Fase 1	2022	2022	Lungo termine	
Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Verderio-Cisano	Fase 5	Fase 5	2018	2018	2025	
Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Cisano-Locate	Fase 1	Fase 1	2020	2020	2025	
Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Locate-Dalmine CP	Fase 1	Fase 1	2020	2020	2025	
Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Ciserano-Dalmine CP	Fase 5	Fase 5	2018	2018	2025	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/10 M€						

⁷²Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Elettrodotto 132 kV Cedrate - Casorate						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
149 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁷³
2013				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
<p>Al fine di garantire migliori standard di sicurezza di alimentazione del carico locale si rende necessario rimuovere le attuali limitazioni presenti sull'elettrodotto 132 kV "Cedrate - Casorate" in modo da consentire lo sfruttamento della linea alla piena potenza.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2025		Lungo Termine			Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	7				1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Adeguamento portata elettrodotto 132 kV Cedrate – Casorate	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo Termine	Lungo Termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/9M€						

⁷³Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Elettrodotto 132 kV tra le stazioni di Stazzona e Verderio						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
151-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁷⁴
2014				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di garantire migliori margini di sicurezza ed affidabilità di esercizio, saranno rimosse le attuali limitazioni sulla direttrice 132 kV che collega gli impianti di Stazzona e Verderio, funzionale al trasporto di parte della produzione idroelettrica della Valtellina. L'attività consentirà, a valle del suo completamento, una razionalizzazione dell'impegno dell'infrastruttura elettrica nel territorio.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	5					
Dismissione	25				4	
Dismissione e Realizzazione	110		18		2	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni sulla direttrice 132 kV di Stazzona e Verderio	Fase 5	Fase 5	2016	2016	2019	

⁷⁴Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2020, 2025				Scenario ST 2020, 2025		
	IUS	3,8			IUS	3,8	
15 M€/18 M€	VAN				VAN		
	60 M€				60 M€		
Benefici Totali di Sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW	0			<p>B5b 100%</p>			
B2b - Riduzione Perdite	0						
B3b- Riduzione ENF	0						
B4 - Costi evitati o differiti	0						
B5b - Integrazione rinnovabil	4						
B6 - Investimenti evitati	0						
B7 - Costi evitati MSD	0						
B13 - Incremento Resilienza	0						
B16 - Opex Evitati o differiti	0						
B18 - Riduzione CO2	0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW	0			<p>B5b 100%</p>			
B2b - Riduzione Perdite	0						
B3b- Riduzione ENF	0						
B4 - Costi evitati o differiti	0						
B5b - Integrazione rinnovabil	5						
B6 - Investimenti evitati	0						
B7 - Costi evitati MSD	0						
B13 - Incremento Resilienza	0						
B16 - Opex Evitati o differiti	0						
B18 - Riduzione CO2	0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1	0						
B2b	0						
B3b	0						
B4	0						
B5b	0						
B6	0						
B7	0						
B13	0						
B16	0						
B18	0						
B19	0						
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW	0						
B2b - Riduzione Perdite	0						
B3b- Riduzione ENF	0						
B4 - Costi evitati o differiti	0						
B5b - Integrazione rinnovabil	0						
B6 - Investimenti evitati	0						
B7 - Costi evitati MSD	0						
B13 - Incremento Resilienza	0						
B16 - Opex Evitati o differiti	0						
B18 - Riduzione CO2	0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1	0						
B2b	0						
B3b	0						
B4	0						
B5b	0						
B6	0						
B7	0						
B13	0						
B16	0						
B18	0						
B19	0						
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Riassetto rete 132 kV area Rho						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
153 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁷⁵
2017				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di aumentare l'affidabilità e la sicurezza della rete 132 kV sottesa fra le stazioni di Baggio e Ospiate sarà studiata la possibilità di realizzare una nuova stazione di smistamento in prossimità dell'attuale Cabina Primaria di Rho, raccordando anche la rete ex-RFI, e rimuovendo le limitazioni sugli attuali elettrodotti 132 kV "Ospiate – Lainate", "Lainate – Rho" e "Rho – Settimo". Le attività consentiranno un miglioramento degli attuali profili di tensione dell'area e un aumento dei margini di adeguatezza per la copertura dei carichi presenti e futuri.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2025		Lungo termine			Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		11				3
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova SE 132 kV presso la CP Rho	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo Termine	Lungo Termine	
Elettrodotto 132 kV "Ospiate - Lainate"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo Termine	Lungo Termine	
Elettrodotto 132 kV "Lainate - Rho"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo Termine	Lungo Termine	
Elettrodotto 132 kV "Rho - Settimo"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo Termine	Lungo Termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 /13 M€						

⁷⁵Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Riassetto rete 132 kV Brescia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
114-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁷⁶
2008				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
<p>L'area della città di Brescia rappresenta per la gestione e lo sviluppo della rete elettrica, un punto di particolare attenzione, per via della presenza d'importanti utenze industriali. In tal senso Terna, alla luce di alcune previste evoluzioni del carico aveva pianificato importanti interventi di riassetto e potenziamento che sono state poi descritte nei precedenti Piani di Sviluppo.</p> <p>Una volta venute meno tali evoluzioni si è resa necessaria una rivisitazione di quanto previsto, tenedo comunque presente la necessità di garantire ai carichi presenti nell'area un'alimentazione adeguata e sicura.</p> <p>In tal senso, anche considerando le limitazioni presenti su alcuni dei collegamenti 132 kV esistenti, sarà previsto il potenziamento degli attuali collegamenti "Ziziola – XXV Aprile" e "XXV Aprile – Ric.Nord".</p> <p>In anticipo alle attività sopra descritte, al fine di migliorare la flessibilità di esercizio (specie in corrispondenza di condizioni climatiche/ambientali non ottimali) di alcune delle utenze industriali presenti nell'area, saranno predisposti opportuni automatismi presso l'impianto di S. Bartolomeo</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2025		Lungo Termine			Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		7				5
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Potenziamento elettrodotto in cavo "Ziziola – XXV Aprile"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Potenziamento elettrodotto in cavo "XXV Aprile – Ric.Nord"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Sintesi Analisi Costi Benefici						
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)	
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030	
<1 M€/16 M€	IUS	7,4			IUS	7,4
	VAN	128 M€			VAN	128 M€

⁷⁶Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

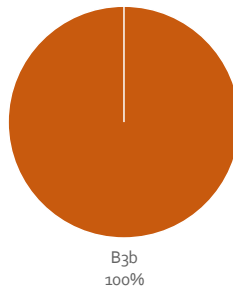
Benefici Totali di sistema

2020 - Best Estimation

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	o		
B2b - Riduzione Perdite	o		
B3b - Riduzione ENF	o		
B4 - Costi evitati o differiti	o		
B5b - Integrazione rinnovabil	o		
B6 - Investimenti evitati	o		
B7 - Costi evitati MSD	o		
B13 - Incremento Resilienza	o		
B16 - Opex Evitati o differiti	o		
B18 - Riduzione CO ₂	o		
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM	o		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	o	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	o
l5 - Overgeneration [MWh]	o	l13 - Variazione resilienza	o

2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	o		
B2b - Riduzione Perdite	o		
B3b - Riduzione ENF	9		
B4 - Costi evitati o differiti	o		
B5b - Integrazione rinnovabil	o		
B6 - Investimenti evitati	o		
B7 - Costi evitati MSD	o		
B13 - Incremento Resilienza	o		
B16 - Opex Evitati o differiti	o		
B18 - Riduzione CO ₂	o		
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM	o		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	o	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	o
l5 - Overgeneration [MWh]	o	l13 - Variazione resilienza	o

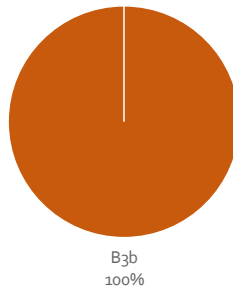


2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1	o		
B2b	o		
B3b	o		
B4	o		
B5b	o		
B6	o		
B7	o		
B13	o		
B16	o		
B18	o		
B19	o		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	o	l8 [k ton]	o
l5 [MWh]	o	l13	o

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	o		
B2b - Riduzione Perdite	o		
B3b - Riduzione ENF	9		
B4 - Costi evitati o differiti	o		
B5b - Integrazione rinnovabil	o		
B6 - Investimenti evitati	o		
B7 - Costi evitati MSD	o		
B13 - Incremento Resilienza	o		
B16 - Opex Evitati o differiti	o		
B18 - Riduzione CO ₂	o		
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM	o		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	o	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	o
l5 - Overgeneration [MWh]	o	l13 - Variazione resilienza	o

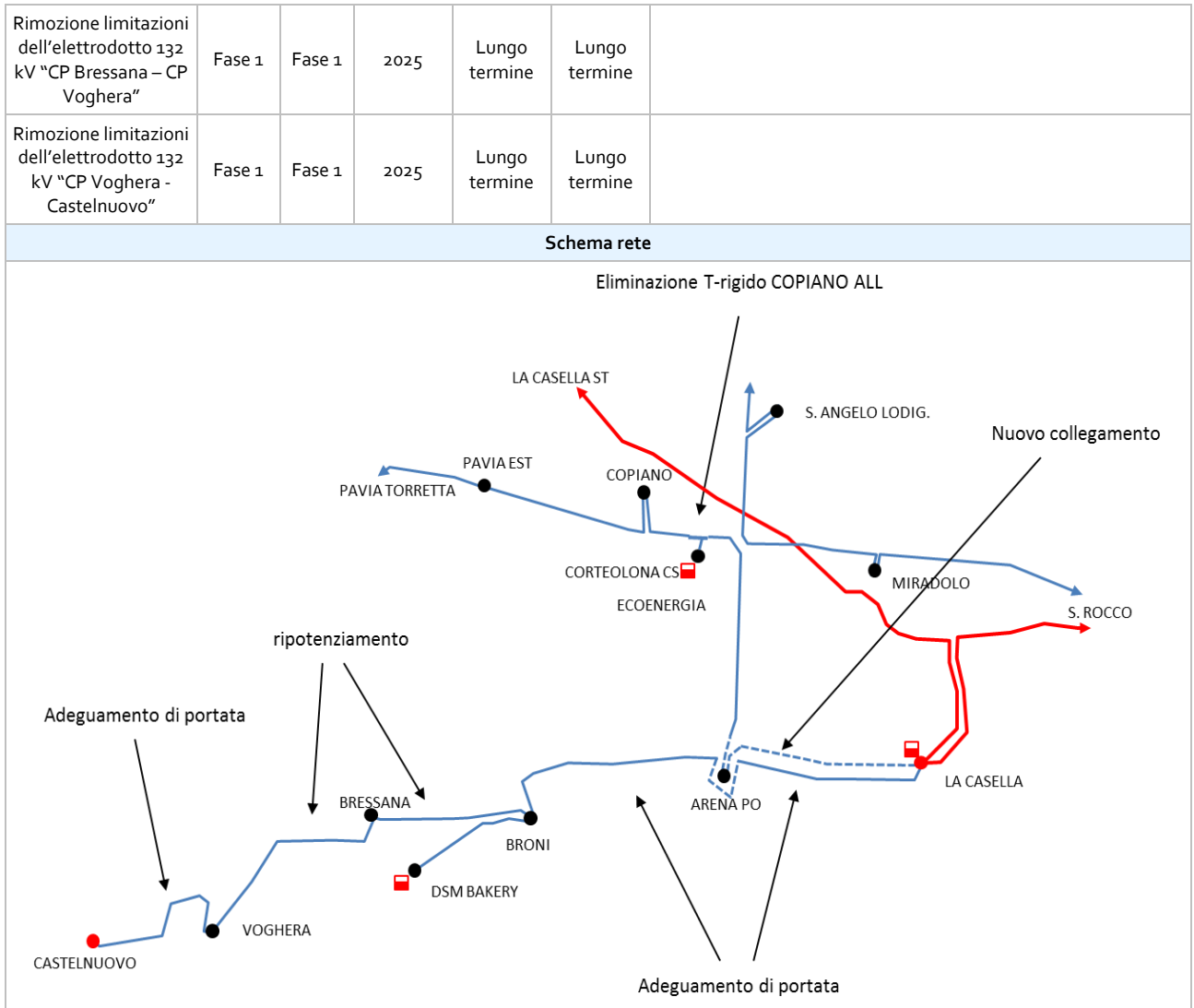


2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1	o		
B2b	o		
B3b	o		
B4	o		
B5b	o		
B6	o		
B7	o		
B13	o		
B16	o		
B18	o		
B19	o		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	o	l8 [k ton]	o
l5 [MWh]	o	l13	o

Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
108 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁷⁷
2011				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
<p>Al fine di migliorare l'affidabilità e la sicurezza del servizio sono previsti interventi di riassetto rete tra gli impianti di La Casella e Castelnuovo, oltre alla realizzazione di una nuova linea 132 kV tra gli impianti di La Casella e di Arena Po. Gli interventi previsti, oltre che consentire di superare gli attuali collegamenti in derivazione rigida esistenti, permetterà di aumentare i margini di sicurezza per l'alimentazione delle utenze locali, attraverso la rimozione degli attuali vincoli di portata presenti sulla direttrice 132 kV fra l'impianto di La Casella e gli impianti di Castelnuovo e Copiano. Saranno contestualmente previste attività di riassetto della rete 66 kV ex RFI presente nell'area.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2020			Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	10					
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	57				1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo elettrodotto 132 kV tra SE La Casella e Arena Po	Fase 3	Fase 3	Giu-2017 (EL-382)	2020	2025	
Rimozione della derivazione rigida sull'elettrodotto "CP Arena Po - CP Copiano"	Fase 3	Fase 3		2020	2025	
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "La Casella – CP Broni"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	
Rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV "CP Broni – CP Bressana"	Fase 1	Fase 1	2025	Lungo termine	Lungo termine	

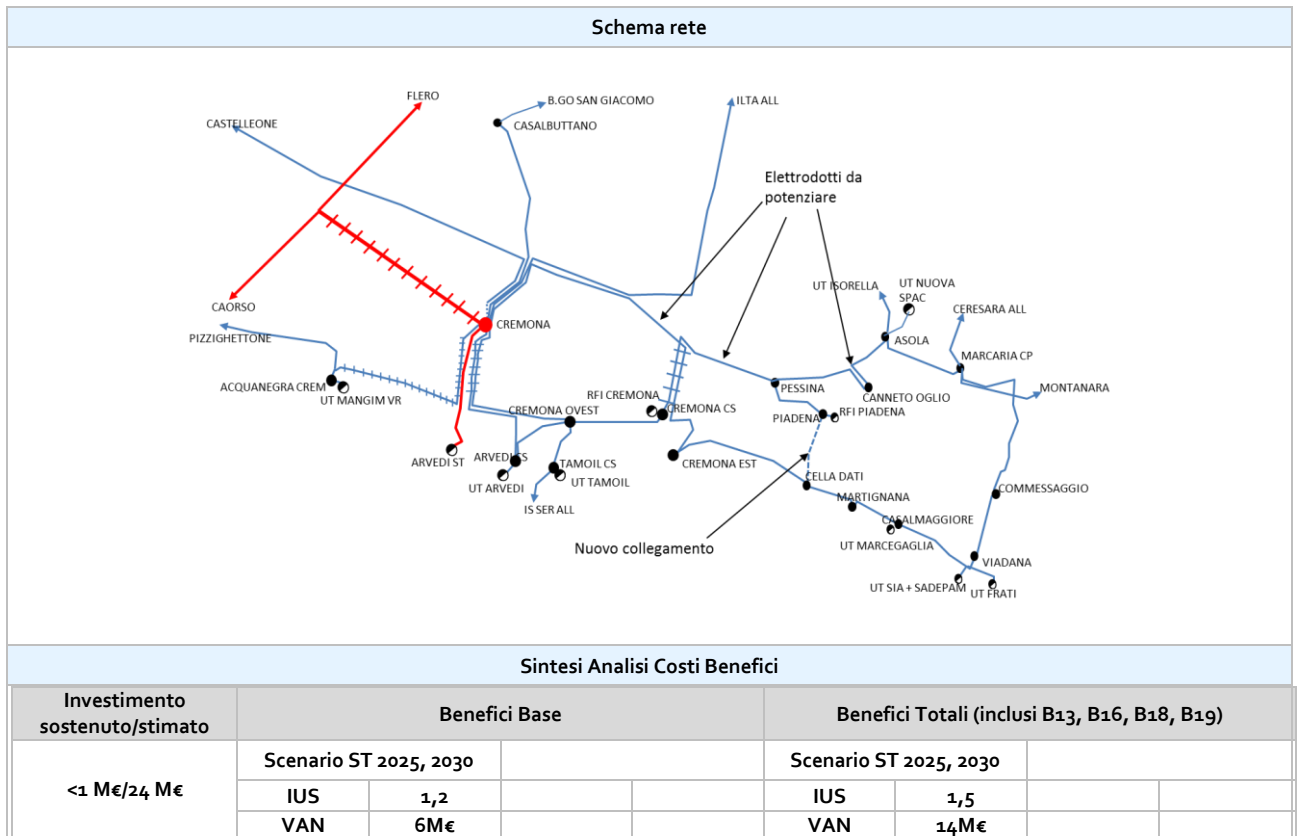
⁷⁷Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità



Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	1,2			IUS	1,2	
<1 M€/15 M€	VAN	3 M€			VAN	3 M€	
Benefici Totali di Sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2a - Riduzione Perdite		0					
B3a - Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5a - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
l5 - Overgeneration [MWh]		0	l13 - Variazione resilienza		0		
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2a - Riduzione Perdite		1					
B3a - Riduzione ENF		1					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5a - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
l5 - Overgeneration [MWh]		0	l13 - Variazione resilienza		0		
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2a		0					
B3a		0					
B4		0					
B5a		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]		0	l8 [k ton]		0		
l5 [MWh]		0	l13		0		
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2a - Riduzione Perdite		1					
B3a - Riduzione ENF		1					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5a - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]		0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0		
l5 - Overgeneration [MWh]		0	l13 - Variazione resilienza		0		
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2a		0					
B3a		0					
B4		0					
B5a		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]		0	l8 [k ton]		0		
l5 [MWh]		0	l13		0		

Razionalizzazione 132 kV Cremona						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
119 – P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁷⁸
2010				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
<p>Al fine di aumentare la capacità di trasporto della rete AT, superare le criticità di esercizio nell'area di Cremona, sono stati pianificati interventi di potenziamento sulla rete AT afferente l'omonima SE 380 kV. In particolare si provvederà al potenziamento delle linee 132 kV "Cremona – Cremona Est", "Cremona FS – Pessina" e "Pessina – Asola". Al fine, inoltre, di aumentare la magliatura della rete sarà previsto un nuovo collegamento fra gli attuali impianti di Piadena e Cella Dati.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2020			Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		47,78		0,95		0,54
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Potenziamento el. 132 kV "Cremona – Cremona Est"	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Potenziamento el. 132 kV "Cremona FS – Pessina"	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
Potenziamento el. 132 kV "Pessina – Asola"	Fase 3	Fase 3	15-Lug-2015 (EL 348)	2020	2025	
Nuovo elettr. 132 kV "Piadena – Cella Dati"	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	

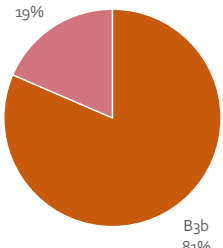
⁷⁸Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità



Benefici Totali di Sistema

2020 - Best Estimation			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3b- Riduzione ENF		0	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO2		0	
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

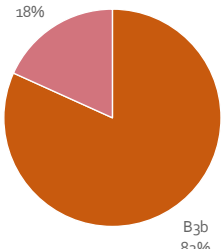
2025 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3b- Riduzione ENF		2	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		1	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO2		0	
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0



B13	19%
B3b	81%

2025 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2b		0	
B3b		0	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		0	
B13		0	
B16		0	
B18		0	
B19		0	
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

2030 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2b - Riduzione Perdite		0	
B3b- Riduzione ENF		2	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		1	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO2		0	
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0



B13	18%
B3b	82%

2030 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1		0	
B2b		0	
B3b		0	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		0	
B13		0	
B16		0	
B18		0	
B19		0	
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Riassetto rete AT tra Lodi e Piacenza						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
110 - P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁷⁹
2011				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
<p>L'intervento prevede l'adeguamento delle due direttrici 132 kV che collegano l'impianto di S.Rocco con i nodi di Piacenza Ovest e Piacenza Est; con contestuale superamento dell'attuale schema di rete in cui sono presenti le derivazioni rigide tra cui impianti Tecnoborgo e Siet. Saranno, inoltre, in anticipo, realizzate le necessarie attività per il miglioramento della flessibilità di esercizio sulle direttrici 132 kV "San Rocco – Piacenza RFI all – Casalbusterlengo" e "San Rocco – Fiorenzuola RFI all – Fiorenzuola".</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			Lungo termine	
Impatti territoriali						
Impatti non significativi						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
132 kV "San Rocco – Piacenza RFI all – Casalbusterlengo" e "San Rocco – Fiorenzuola RFI all – Fiorenzuola"	Fase 2	Fase 2	2020	2025	Lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1/10 M€						

⁷⁹Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Riassetto lago di Como						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
154-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁸⁰
2018				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di ottenere una maggiore sinergia con la rete RFI e adeguare l'alimentazione dell'area sottesa dall'impianto di Lecco, sarà potenziato il tratto Lecco-Bulciago e realizzato collegamento tra gli impianti di Lecco RFI e LeccoCP. Successivamente sarà possibile una razionalizzazione consistente della rete 66 kV fra Delebio e Lecco.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	18		2		3	
Dismissione	67		10		15	
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Linea 132 kV Lecco-Bulciago	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo Termine	
Linea 132 kV Lecco CP – Lecco RFI	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo Termine	
Rete 66 kV Lecco-Delebio	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo Termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/11 M€						

⁸⁰Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Razionalizzazione rete 132 kV Cislago – Castellanza – Olgiate O.						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
156-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁸¹
2018				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di incrementare la qualità del servizio della rete sottesa dalla stazione di Cislago sarà prevista la rimozione delle limitazioni esistenti sul tratto dell'elettrodotto 132 kV Castellanza – Olgiate e contestualmente saranno eseguite attività volte al miglioramento dell'esercizio degli schemi di rete attuali.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		2				1
Dismissione		2				1
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Linea 132 kV Castellanza - Olgiate	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo Termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/3 M€						

⁸¹Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Razionalizzazione 380kV Media Valtellina (Fase B)						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
112-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁸²
2004				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
<p>In base a quanto stabilito nell'Accordo di Programma (AdP) firmato presso il Ministero dello Sviluppo Economico – allora Ministero delle Attività Produttive – in data 24 giugno 2003, a valle del completamento degli interventi relativi alla "Fase A" della razionalizzazione in Valcamonica e Alta Valtellina, conseguente alla realizzazione dell'elettrodotto "S.Fiorano – Robbia", si procederà nella cosiddetta "Fase B" della razionalizzazione, con interessamento soprattutto del territorio della Media Valtellina.</p> <p>In tale fase si prevede la dismissione dalla RTN di estesi tratti di linee a 220 e 132 kV, a fronte della realizzazione di tre nuove stazioni elettriche a 380 kV che svolgeranno principalmente funzione di raccolta della produzione idroelettrica della Lombardia settentrionale e a fronte della realizzazione di nuove linee a 380 kV, che trasmetteranno la potenza generata verso l'area di carico di Milano.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2025			Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	110		18		2	
Dismissione	457		91		26	
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/ TBD						

⁸² Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Razionalizzazione rete AT Val Camonica/Val Seriana (BG)						
Identificativo PdS	Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
117-P						
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁸³	
2009			Lombardia		Nord	
Descrizione intervento						
Per consentire il pieno sfruttamento, anche in condizioni di rete non integra, della produzione idroelettrica della Val Seriana è prevista la realizzazione del nuovo collegamento 132 kV tra il nodo elettrico di Pian Camuno e l'impianto di Dossi. Tale collegamento, che unirà la rete AT della Valcamonica con la rete AT della Val Seriana, garantirà un significativo aumento dell'affidabilità di alimentazione dei carichi locali. Il collegamento, almeno parzialmente, potrebbe essere realizzato mediante potenziamento di infrastrutture esistenti.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			Lungo Termine	
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	28		11		3	
Dismissione	26		2		0	
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova linea 132 kV tra gli impianti di Dossi e Piancamuno	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo Termini	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€/14 M€						

⁸³Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

5.2.3. Schede interventi in valutazione Area Nord

Elettrodotto 380 kV tra Pavia e Piacenza

Cod. 105-S

L'intervento prevede la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV tra la rete AAT della provincia di Pavia e la rete a 380 kV afferente il nodo di La Casella (PC).

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 assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano.

Elettrodotto 132 kV "Solaro – Arese"

Cod. 107-S

L'intervento prevede il potenziamento dell'elettrodotto "Solaro – Arese" e contestualmente sarà verificata la possibilità di superare l'attuale configurazione in derivazione rigida su Ospiate.

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.

Nuova stazione 132 kV Ternate

Cod. 133-S

L'intervento prevede una nuova stazione 132 kV di smistamento in luogo delle attuali derivazioni rigide di Holcim e Whirpool.

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 "Novara Sud – Magenta"

Cod. 110-S

L'intervento prevede il potenziamento della direttrice a 132 kV "Novara Sud – Sarpom (NO) – Reno dei Medici (MI) – Edison Boffalora (MI) – Magenta (MI)".

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 Biassono - Desio

Cod. 111-S

L'intervento prevede il potenziamento delle due direttrici 132 kV che collegano l'impianto di S.Rocco con i nodi di Piacenza Ovest e Piacenza Est; contestualmente verrà superato l'attuale schema di rete in cui sono presenti le derivazioni rigide degli impianti Tecnoborgo e Siet.

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.

Linea 132 kV "Cella Dati-Piadena"

Cod. 119-S

Le attività prevedono un nuovo collegamento tra Cella Dati e Piadena.

Note: Le suddette attività erano ricomprese nei precedenti piani di sviluppo nell'intervento "Razionalizzazione 132 kV Cremona (cod. 119-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.

Razionalizzazione 380 – 132 kV di Brescia

Cod. 114-S

Le attività prevedono un riassetto della rete a 132 kV con potenziamento della rete locale tra le stazioni di Nave e Travagliato.

L'intervento prevede in particolare la realizzazione di:

- una nuova stazione 380/132 kV alla quale saranno raccordate e riconfigurate le linee 132 kV presenti nell'area;
- nuovi collegamenti RTN a 380 kV che, a partire dalla nuova stazione, colleghino e raccordino sul sistema 380 kV l'utenza altamente energivora e disturbante (utenza Alfa Acciai) attualmente connessa alla rete 132 kV.
- nuovo collegamento tra la stazione di S.Eufemia, la CP Ziziola e la stazione 380/132 kV.

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.

Riassetto rete 132 kV Monza/Brianza

Cod. 118-S

Le attività prevedono alcuni interventi di potenziamento della rete 132 kV.

L'intervento prevede in particolare:

- il potenziamento delle linee "Brugherio – Monza Est", "Monza Est – CP Arcore", "Arcore Enel – Biassono" e della linea "Rise Sesto – Arcore Edis";
- l'eliminazione della derivazione rigida di Lenna All., realizzando così due collegamenti separati "Rise Sesto – Brugherio" e "Lenna – Brugherio";
- l'installazione di un congiuntore di sbarra presso l'impianto di Rise.

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.

Nuova stazione 132 kV Civate

Cod. 911-S

È prevista la realizzazione di una nuova stazione di smistamento collegata in entra - esce alla direttrice 132 kV tra gli impianti di Civate e Tassara, mediante la quale saranno eliminati gli esistenti collegamenti in derivazione rigida di Civate e Forgiatura Morandini.

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 Cesano B. – Corsico

Cod. 150-S

È prevista la rimozione delle attuali limitazioni presenti sull'elettrodotto 132 kV "Cesano B. -Corsico".

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.

Riassetto rete AT area Como

Cod. 120-S

Al fine di migliorare la qualità del servizio è prevista la rimozione derivazione rigida sull' elettrodotto 132 kV "Cislago – der. Meda – Mariano

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.

Riassetto rete AT area Lecco (BG)

Cod. 121-S

Al fine di migliorare la capacità di trasporto della rete AT nell'area di Lecco, è stata pianificata la rimozione delle limitazioni esistenti sull'elettrodotto 132 kV "Bonacina – Olginate".

Motivazioni: In relazione alla variazione delle condizioni al contorno, l'attività non assume carattere prioritario nell'orizzonte di Piano

5.2.4. Schede Area Nord degli adempimenti ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09 e s.m.i.

Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.							
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP ⁸⁴		Identificativo RIP	
1 - I		2.15.1		31			
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato	
2010				Lombardia/Piemonte		Nord - Svizzera	
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". Il progetto prevede lo sviluppo di nuove linee di trasmissione fra Italia e Svizzera sia in corrente alternata che in corrente continua finalizzate ad incrementare la capacità di scambio tra Svizzera ed Italia							
Finalità intervento				Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
				Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento							
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento		
		20230			2029		
Interdipendenze o correlazione							
Con altre opere				Da accordi con terzi			
				Dipendenza da accordi con TSO svizzero e con finanziatori privati ai sensi della Legge 99/2009			
Impatti territoriali							
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione							
Dismissione							
Dismissione e Realizzazione		385,28		202,34		10,38	
Avanzamento opere principali							
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)	
	PdS '19	PdS '18					
Collegamento Italia - Svizzera	Fase 3	Fase 3	03-Ott-2012 (EL-330)	2023	2029	Iter autorizzativo in corso; al fine di tener conto le osservazioni emerse nel corso dell'iter autorizzazione sono in corso analisi e valutazioni per la identificazione di un corridoio alternativo	
Sintesi Analisi Costi Benefici ⁸⁵							
Investimento sostenuto/ Investimento stimato: <2M€ /1.000 ⁸⁶ M€				TTC: 1000/1100 MW Capacità convenzionale in esenzione: TBD			
Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
IUS	2.1	IUS	2.2	IUS	2,8	IUS	3,6
VAN	710 M€	VAN	741 M€	VAN	1067 M€	VAN	1557M€

⁸⁴In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete, si rimanda al Capitolo 4 del PdS 2019.

⁸⁵ 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

⁸⁶Investimento privato

Benefici Totali di sistema

2020 - Best Estimation			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	14		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	188		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	50		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	42		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1	17		
B2b	0		
B3b	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	1		
B13	0		
B16	0		
B18	51		
B19	27		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	1000	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

2030 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	7		
B2b - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	43		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	8		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2030 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1	17		
B2b	0		
B3b	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	75		
B13	0		
B16	0		
B18	37		
B19	10		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	1000	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Sensitivity Analisi Costi Benefici ⁸⁷								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS	2,7	IUS	3,8	IUS	3,0	IUS	4,5
<1 M€ / 1000 M€	VAN	2.088 M€	VAN	3.484 M€	VAN	2.443 M€	VAN	4.300 M€
Benefici Totali di Sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW		0						
B2b - Riduzione Perdite		0						
B3b - Riduzione ENF		0						
B4 - Costi evitati o differiti		0						
B5b - Integrazione rinnovabil		0						
B6 - Investimenti evitati		0						
B7 - Costi evitati MSD		0						
B13 - Incremento Resilienza		0						
B16 - Opex Evitati o differiti		0						
B18 - Riduzione CO2		0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.		Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	160							
B2b - Riduzione Perdite	0							
B3b - Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	0							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	188							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	50							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	42							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.		Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	196							
B2b	0							
B3b	0							
B4	0							
B5b	0							
B6	0							
B7	1							
B13	0							
B16	0							
B18	51							
B19	27							
Altri		Val.		Val.		Val.		Val.
l21 [MW]	1000	l8 [k ton]	0					
l5 [MWh]	0	l13	0					
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	141							
B2b - Riduzione Perdite	0							
B3b - Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	0							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	43							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	8							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.		Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	249							
B2b	0							
B3b	0							
B4	0							
B5b	0							
B6	0							
B7	75							
B13	0							
B16	0							
B18	37							
B19	10							
Altri		Val.		Val.		Val.		Val.
l21 [MW]	1000	l8 [k ton]	0					
l5 [MWh]	0	l13	0					

⁸⁷ L' analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio dell'intervento con vista del solo consumatore.

5.3. AREA NORD EST

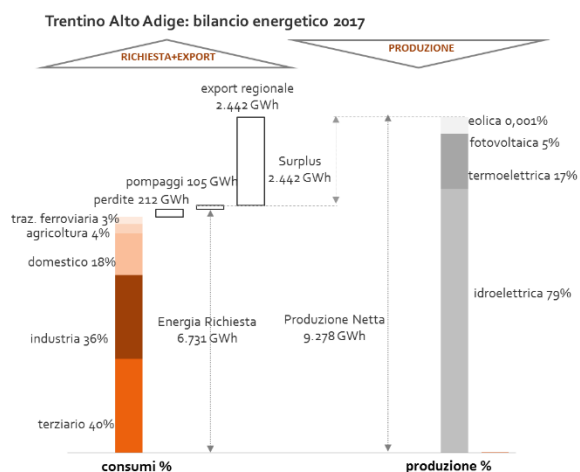
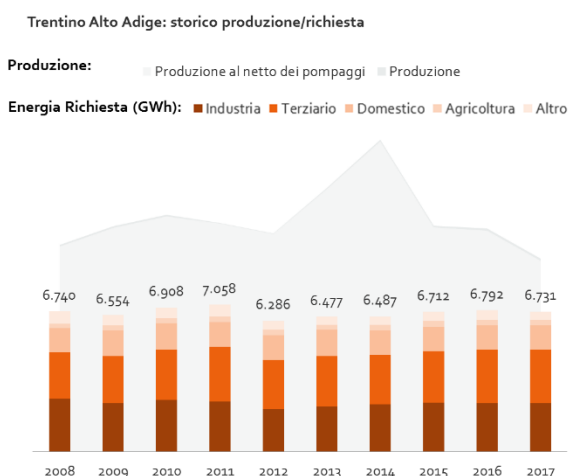


5.3.1. Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

Trentino Alto Adige

Il fabbisogno di energia elettrica della Regione Trentino-Alto Adige per l'anno 2017 è stato pari a circa 6,7 TWh, in calo rispetto all'anno precedente (-0,9%).

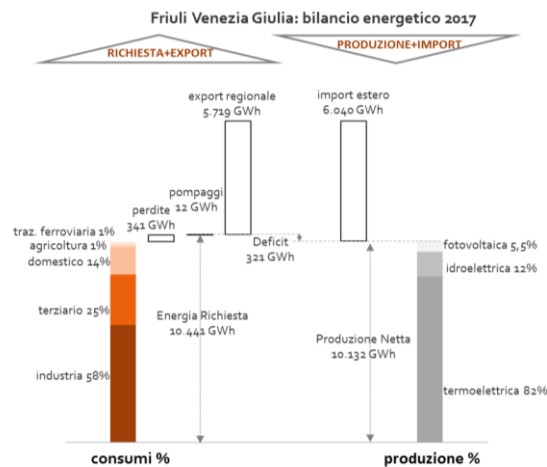
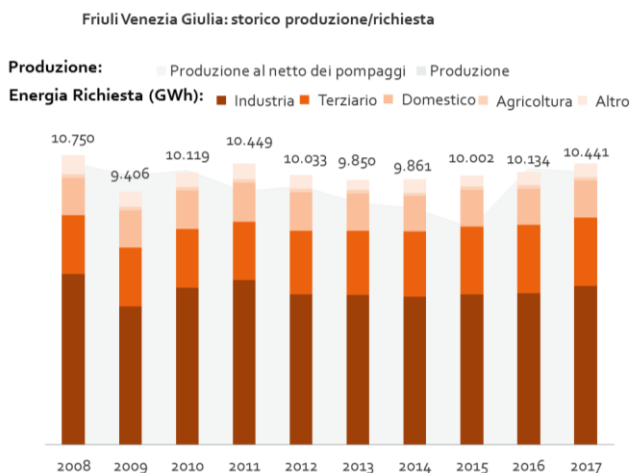
Nel 2017 il contributo principale alla domanda è rappresentato dal settore terziario (40%) e dal comparto industriale (36%), seguiti dal settore domestico (18%), dall'agricoltura (4%) e dalla trazione ferroviaria (3%).



La produzione regionale registra un calo rispetto al 2016 (-13,3%), principalmente dovuto al calo della produzione da fonte idroelettrica (-16,8%). Il fabbisogno energetico del 2017 è infatti coperto per lo più da produzione

idroelettrica (79%) seguita da quella termoelettrica (17%). La produzione interna riesce a coprire l'intero fabbisogno regionale, consentendo alla Regione di esportare verso le regioni limitrofe circa 2,4 TWh.

Friuli Venezia Giulia



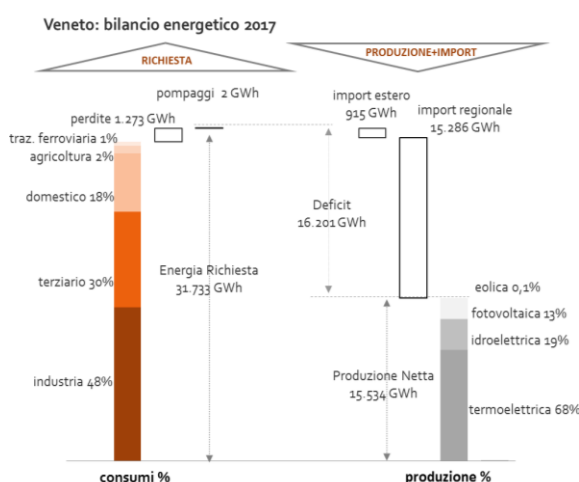
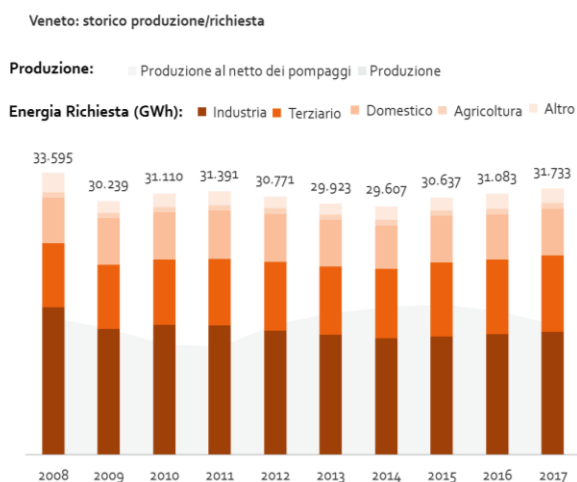
Il fabbisogno della Regione Friuli-Venezia Giulia è caratterizzato da una quota prevalente di consumi industriali (58%), seguiti dal terziario (25%) e dal domestico (14%). Il totale del fabbisogno di energia elettrica della Regione per l'anno 2017 è stato pari a circa 10,4 TWh, in aumento rispetto all'anno precedente (+3%).

La produzione netta totale, che registra un calo rispetto al 2016 (-1,3%), è caratterizzata dal cospicuo contributo degli impianti termoelettrici, in crescita del 2,3% rispetto all'anno precedente; si registra inoltre il forte calo della generazione idroelettrica (-22,9%) e la crescita di quella fotovoltaica (+8,3%).

Anche nel 2017 il Friuli-Venezia Giulia copre i propri consumi elettrici con la produzione interna e con l'import estero. La Regione rappresenta inoltre un'area di transito delle potenze importate verso i centri di consumo delle regioni limitrofe.

Veneto

Il fabbisogno di energia elettrica della Regione Veneto per l'anno 2017 è stato pari a circa 31,7 TWh, registrando un aumento di circa il 2,1% rispetto all'anno precedente. I consumi regionali sono prevalenti nei settori industriale (4,8%) e terziario (30%), seguiti dal domestico (18%), dall'agricoltura (2%) e dalla trazione ferroviaria (1%).



La produzione netta regionale registra un calo rispetto al 2016 (-9,4%), principalmente dovuto al calo delle produzioni da fonte termoelettrica (-7,6%) ed idroelettrica (-23,4%). I volumi di energia prodotti dalle fonti eolica e fotovoltaica crescono invece complessivamente di circa il 7,8%. La Regione si conferma deficitaria per circa 16,2 TWh.

5.3.2. Schede interventi pianificati Area Nord Est

Elettrodotto 220 kV Interconnessione Italia - Austria						
Identificativo PdS	Identificativo PCI		Identificativo TYNDP ⁸⁸		Identificativo RIP	
204-P			375			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato	
2001			Veneto		Nord/Austria	
Descrizione intervento						
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. 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 progetto, a conclusione del finanziamento per studi di carattere europeo (TEN – E 319/12), è stato identificato con un perimetro di interventi piuttosto ampio ed un orizzonte di implementazione di lungo termine.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025/2026			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			Dipendenza dagli accordi da sottoscrivere con il TSO confinante.			
Impatti territoriali ⁸⁹						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	43		37		1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
El. 220 kV Lienz (AT) – Nuova SE (IT)	Fase 1	Fase 1	2020	2025/2026	lungo termine	
Nuova SE (IT)	Fase 1	Fase 1	2020	2025/2026	lungo termine	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	lungo termine	lungo termine	lungo termine	

⁸⁸ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete, si rimanda al Capitolo 4 del PdS 2019.

⁸⁹ Dati riferiti ai km ricadenti in territorio italiano.

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS	10,8	IUS	14,6	IUS	12,1	IUS	18,2
<1 M€ / 83 M€	VAN	1.017 M€	VAN	1.413 M€	VAN	1.157 M€	VAN	1.783 M€
Benefici Totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW		0						
B2a - Riduzione Perdite		0						
B3a - Riduzione ENF		0						
B4 - Costi evitati o differiti		0						
B5b - Integrazione rinnovabil		0						
B6 - Investimenti evitati		0						
B7 - Costi evitati MSD		0						
B13 - Incremento Resilienza		0						
B16 - Opex Evitati o differiti		0						
B18 - Riduzione CO2		0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	11							
B2a - Riduzione Perdite	0							
B3a - Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	0							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	54							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	18							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	19							
Altri benefici non monetari		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	520	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	20							
B2a	0							
B3a	0							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	57							
B13	0							
B16	0							
B18	20							
B19	11							
Altri		Val.						
I21 [MW]	520	I8 [k ton]	0					
I5 [MWh]	0	I13	0					
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	5							
B2a - Riduzione Perdite	0							
B3a - Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	<1							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	68							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	3							
Altri benefici non monetari		Val.						
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	520	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0					
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	8							
B2a	0							
B3a	0							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	94							
B13	0							
B16	0							
B18	17							
B19	5							
Altri		Val.						
I21 [MW]	520	I8 [k ton]	0					
I5 [MWh]	0	I13	0					

Sensitivity Analisi Costi Benefici ⁹⁰								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS	20,2	IUS	26,6	IUS	21,6	IUS	30,1
<1 M€ / 83 M€	VAN	1.996 M€	VAN	2.656 M€	VAN	2.135 M€	VAN	3.025 M€
Benefici Totali di Sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	0							
B2a - Riduzione Perdite	0							
B3a- Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	0							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	0							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza		0				
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	77							
B2a - Riduzione Perdite	0							
B3a- Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	0							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	54							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	18							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	19							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	520	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza		0				
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	126							
B2a	0							
B3a	0							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	57							
B13	0							
B16	0							
B18	20							
B19	11							
Altri		Val.		Val.				
l21 [MW]	520	l8 [k ton]		0				
l5 [MWh]	0	l13		0				
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	67							
B2a - Riduzione Perdite	0							
B3a- Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	<1							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	68							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	3							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	520	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza		0				
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	81							
B2a	0							
B3a	0							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	94							
B13	0							
B16	0							
B18	17							
B19	5							
Altri		Val.		Val.				
l21 [MW]	520	l8 [k ton]		0				
l5 [MWh]	0	l13		0				

⁹⁰ L' analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio dell'intervento con vista del solo consumatore.

Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vize (IT) – Steinach (AT)						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
208-P				336		RIP 2017
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2003		Tab.1		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.</p> <p>Il collegamento a 132/110 kV su lato italiano sarà realizzato mediante sfruttamento dell'elettrodotto Prati di Vize – Brennero, attualmente esercito in media tensione.</p> <p>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 Vize – 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.</p> <p>Tenuto conto della potenza in import trasportata sulla futura linea di interconnessione Prati di Vize – Steinach e, anche in considerazione di ulteriore capacità produttiva attuale e prevista in servizio sulla porzione di rete interessata, sarà potenziata la magliatura della locale rete a 132 kV. In particolare sarà raccordata alla direttrice 132 kV Castelbello –Bolzano all. l'impianto Hydros di Marleno oggi connesso all'elettrodotto 132 kV S. Leonardo - Mezzocorona.</p> <p>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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2023	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Dipendenza da accordo con Tinetz, distributore austriaco		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		1				
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		14				
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 132 kV Prati di Vize - Steinach	compl.	compl.	10.11.2003	2013	2014	
Stazione 132/110 kV Brennero (incluso trasformatore/PST)	Fase 5	Fase 5	22.12.2014	2016	2019	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.
Raccordi 132 kV SE Marleno	Fase 2	Fase 2	dic-2018	2020	2023	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare la migliore soluzione localizzativa 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 Benefici⁹¹						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici		
14 M€/ 31M€				2020, 2025		
				IUS		13,6-11,3
				VAN		448-364 M€
Sensitivity Analisi Costi Benefici⁹²						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici		
14 M€/31 M€				2020, 2025		
				IUS		25,8-19,0
				VAN		881-640 M€

⁹¹ 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.

⁹² L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio dell'intervento con vista del solo consumatore.

Interconnessione AT Dobbiaco - Austria						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
252-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2018				Trentino Alto Adige		
Descrizione intervento						
<p>La frontiera con l’Austria si conferma fortemente limitata in conseguenza di una non adeguata capacità di trasmissione garantita oggi da due 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 incrementare la capacità di trasporto e migliorare l’utilizzo di quella esistente. È stato quindi ipotizzato, di concerto con il gestore di rete di trasmissione austriaco (APG) ed il distributore locale austriaco (Tinetz) di realizzare un nuovo collegamento transfrontaliero tra il nodo di Dobbiaco e il/i nodi di Sillian e Lienz. Ulteriori analisi consentiranno di definire i nodi di connessione e gli opportuni sistemi di regolazione/trasformazione.</p> <p>Il nuovo collegamento, in sinergia con gli altri sviluppi previsti nell’area, garantirà anche una terza via di alimentazione alla porzione di rete 132 kV, con evidenti vantaggi anche da un punto di vista della resilienza del sistema elettrico.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2026			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
215P						
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		12				
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo elettrodotto AT Dobbiaco Sillian/Lienz	Fase 1	Fase 1	2021	2026	lungo termine	Slittamento volontario per tener conto delle verifiche in corso con il distributore locale ed il distributore austriaco.

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS	1,1	IUS	1,2	IUS	5,5	IUS	6,4
o M€ / 52M€	VAN	5 M€	VAN	13 M€	VAN	288 M€	VAN	351 M€
Benefici Totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW		0						
B2a - Riduzione Perdite		0						
B3a - Riduzione ENF		0						
B4 - Costi evitati o differiti		0						
B5b - Integrazione rinnovabil		0						
B6 - Investimenti evitati		0						
B7 - Costi evitati MSD		0						
B13 - Incremento Resilienza		0						
B16 - Opex Evitati o differiti		0						
B18 - Riduzione CO ₂		0						
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.						
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	2							
B2a - Riduzione Perdite	0							
B3a - Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	<1							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	6							
B13 - Incremento Resilienza	14							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO ₂	6							
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM	7							
Altri benefici non monetari		Val.						
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	80-160	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	5							
B2a	0							
B3a	0							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	3							
B13	14							
B16	0							
B18	5							
B19	3							
Altri		Val.						
l21 [MW]	80-160	l8 [k ton]	0					
l5 [MWh]	0	l13	0					
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	3							
B2a - Riduzione Perdite	0							
B3a - Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	0							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	<1							
B13 - Incremento Resilienza	14							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO ₂	0							
B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM	1							
Altri benefici non monetari		Val.						
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	80-160	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	4							
B2a	0							
B3a	0							
B4	0							
B5b	0							
B6	0							
B7	0							
B13	14							
B16	0							
B18	5							
B19	3							
Altri		Val.						
l21 [MW]	80-160	l8 [k ton]	0					
l5 [MWh]	0	l13	0					

Sensitivity Analisi Costi Benefici ⁹³								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
0 M€ / 52 M€	IUS	6,0	IUS	6,8	IUS	10,4	IUS	12,0
	VAN	324 M€	VAN	375 M€	VAN	607 M€	VAN	714 M€
	Benefici Totali di sistema							

⁹³ L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio dell'intervento con vista del solo consumatore.

2020 - Best Estimation			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	o		
B2a - Riduzione Perdite	o		
B3a - Riduzione ENF	o		
B4 - Costi evitati o differiti	o		
B5b - Integrazione rinnovabil	o		
B6 - Investimenti evitati	o		
B7 - Costi evitati MSD	o		
B13 - Incremento Resilienza	o		
B16 - Opex Evitati o differiti	o		
B18 - Riduzione CO2	o		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	o		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	o	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	o
l5 - Overgeneration [MWh]	o	l13 - Variazione resilienza	o

2025 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	11		
B2a - Riduzione Perdite	o		
B3a - Riduzione ENF	o		
B4 - Costi evitati o differiti	o		
B5b - Integrazione rinnovabil	<1		
B6 - Investimenti evitati	o		
B7 - Costi evitati MSD	6		
B13 - Incremento Resilienza	14		
B16 - Opex Evitati o differiti	o		
B18 - Riduzione CO2	6		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	7		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	80-160	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	o
l5 - Overgeneration [MWh]	o	l13 - Variazione resilienza	o

2025 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1	28		
B2a	o		
B3a	o		
B4	o		
B5b	<1		
B6	o		
B7	3		
B13	14		
B16	o		
B18	5		
B19	3		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	80-160	l8 [k ton]	o
l5 [MWh]	o	l13	o

2030 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	28		
B2a - Riduzione Perdite	o		
B3a - Riduzione ENF	o		
B4 - Costi evitati o differiti	o		
B5b - Integrazione rinnovabil	o		
B6 - Investimenti evitati	o		
B7 - Costi evitati MSD	<1		
B13 - Incremento Resilienza	14		
B16 - Opex Evitati o differiti	o		
B18 - Riduzione CO2	o		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	1		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	80-160	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	o
l5 - Overgeneration [MWh]	o	l13 - Variazione resilienza	o

2030 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1	27		
B2a	o		
B3a	o		
B4	o		
B5b	o		
B6	o		
B7	o		
B13	14		
B16	o		
B18	5		
B19	3		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	80-160	l8 [k ton]	o
l5 [MWh]	o	l13	o

Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
207-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2002		Tab. 2		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 ridurre alcuni vincoli sulla produzione locale e sull'importazione dai Paesi dell'Est Europa, è necessario rinforzare la rete afferente la stazione a 380 kV di Redipuglia, su cui converge la potenza importata dalla Slovenia e la produzione delle centrali presenti nell'area.</p> <p>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".</p> <p>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 sarà installata una trasformazione dedicata e realizzato 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).</p> <p>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.</p> <p>È inoltre previsto un piano di razionalizzazione della rete nell'area compresa tra le province di Udine e Gorizia.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2023	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		73				1
Dismissione		66		1		1
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo elettrodotto 380 kV Udine O. – Udine S. – Redipuglia ed opere connesse	compl.	Fase 5	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.	Fase 5	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	Fase 4	Fase 4	16.06.2015 (EL-368)	2019	2021	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	2019	2020/2021	2022/2023	
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.						
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
380 kV Monfalcone - Redipuglia	Fase 3	Fase 3	13.11.2017 (EL-390)	2020	2023	La nuova pianificazione tiene conto dei ritardi derivanti dalle richieste di chiarimento ricevute in data 29.10.2018.
132 kV Udine FS – Udine Sud	Fase 3	Fase 3	12.10.2017 (EN-ELR-1719.1)	2019	2022	In data 13.06.2018 è stata autorizzata l'opera.
132 kV Redipuglia FS – Strassoldo FS	Fase 3	Fase 3	13.12.2017	2019	2022	In data 16.10.2018 è stata autorizzata l'opera.
132 kV Redipuglia - Ca' Poia	Fase 3	Fase 3	10.08.2017 (EN-ELR-1715.1)	2019	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 3	Fase 3	12.07.2017 (EN-ELR-1714.1)	2019	2022	In data 14.05.2018 è stata autorizzata l'opera.
Sintesi Analisi Costi Benefici⁹⁴						
Investimento sostenuto/stimato				Benefici		
137 M€/ 168 M€				2020, 2025		
				IUS		11,4-9,1
				VAN		2.100-1.643 M€

⁹⁴ 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.

Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
203-P			RIP 2017
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2004	Tab.1	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. 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 in termini 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 tra le stazioni di Dolo e Camin; • un nuovo collegamento 380 kV tra la stazione elettrica di Fusina 2 e di Dolo; • un nuovo elettrodotto 220 kV tra la centrale di Fusina e la stazione di Fusina 2 (Gr. 1-2 e 3-4); • il rifacimento dei raccordi alla nuova stazione di Malcontenta, elettrodotti a 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 123 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, alcuni mediante l'utilizzo di trasformazioni 380/220 kV di adeguata potenza nominale; sarà inoltre installata una nuova trasformazione 380/132 kV per collegare l'afferente rete a 132 kV incrementando così la sicurezza e affidabilità dell'alimentazione della laguna mediante 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), gli adeguamenti delle stazioni 220 kV esistenti.</p> <p>In correlazione con tale riassetto rete, verranno realizzati 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	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		lungo termine	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	67	18	20
Dismissione	78	5	11
Dismissione e Realizzazione			

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 220 kV Stazione IV – Malcontenta – der. Stazione V	Fase 5	Fase 5	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	23.12.2016 (EL-362)	2021	2024	In data 30.05.2018 è stato ritirato il procedimento VIA. È in corso la ri-valutazione del progetto per tener conto delle esigenze territoriali.
Elettrodotto 220 kV Fusina – Stazione IV	Fase 3	Fase 3	23.12.2016 (EL-362)	2021	2024	
Elettrodotto 220 kV Fusina – Stazione V	Fase 3	Fase 3	23.12.2016 (EL-362)	2021	2024	
Elettrodotto 220 kV Fusina – Malcontenta	Fase 3	Fase 3	23.12.2016 (EL-362)	2021	2024	
Stazione 380/220/132kV Fusina	Fase 3	Fase 3	23.12.2016 (EL-362)	2021	2024	
Stazione 220 kV Malcontenta	Fase 3	Fase 3	23.12.2016 (EL-362)	2021	2024	
Adeguamenti stazioni 220 kV esistenti	Fase 3	Fase 3	23.12.2016 (EL-362)	2021	2024	
Rimozione limitazioni rete 380 kV, 220 kV e 132 kV	Fase 2	Fase 2	2020	2022	2024	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Razionalizzazione rete AT	Fase1	Fase1	2024	lungo termine	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici⁹⁵

Investimento sostenuto/stimato	Benefici	
91 M€/ 370 M€⁹⁶	2020, 2025, 2030	
	IUS	1,1
	VAN	34 M€

⁹⁵ 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.

⁹⁶ Il costo tiene conto del contributo in conto capitale stimato in 50 milioni in assenza del quale lo IUS è minore di 1.

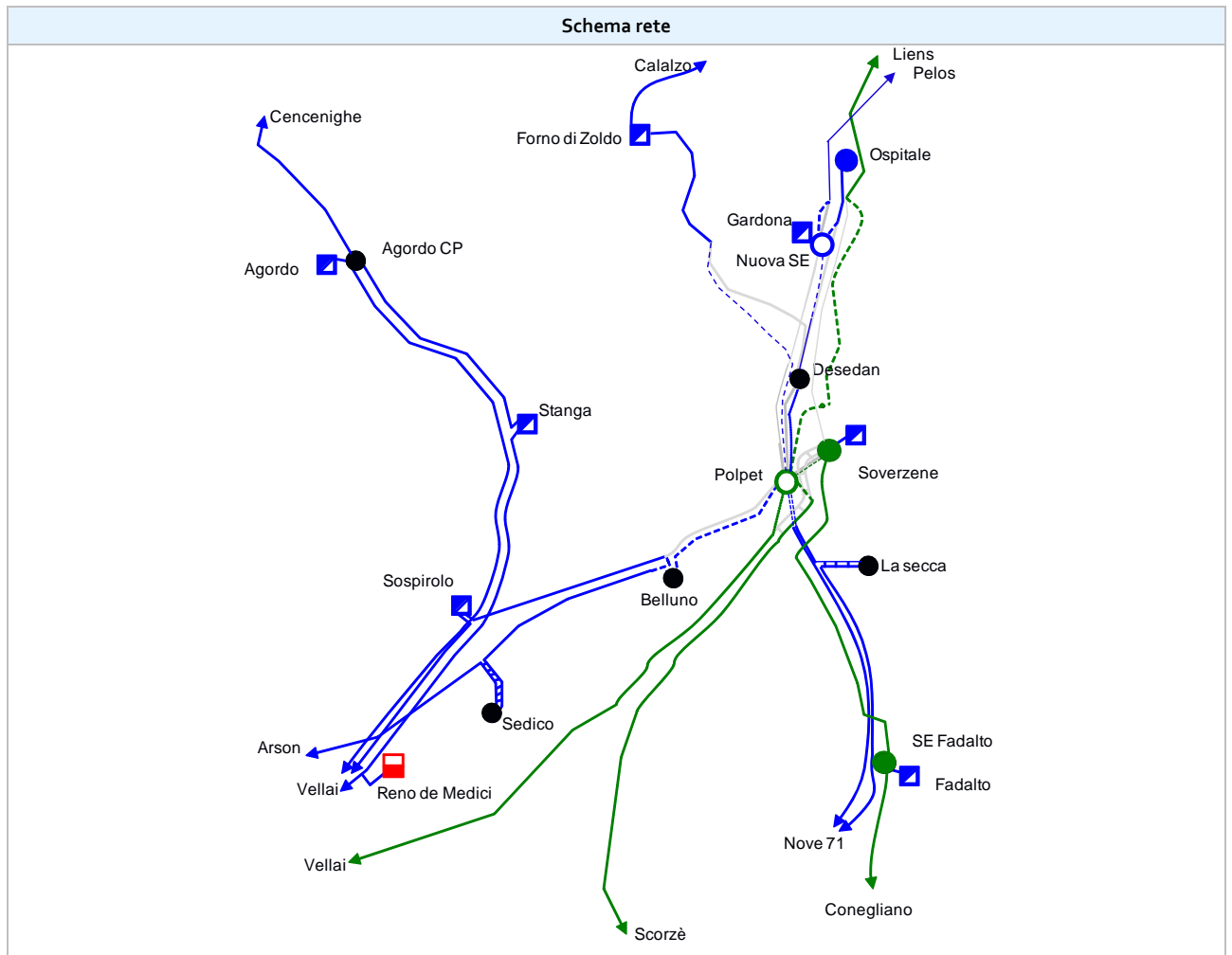
Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
222-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2013		Trentino Alto Adige	Nord
Descrizione intervento			
<p>La rete 220 kV che collega la parte 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, eventualmente 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.</p> <p>Sono inoltre previsti brevi raccordi 220 kV per connettere l'elettrodotto 220 kV Bolzano – Maso Pill in entra-esce alla stazione 220 kV Ponte Resia, di concerto con il titolare dell'impianto, e l'adeguamento degli impianti Maso Pill e Bolzano, quest'ultimo opportunamente raccordato alla rete 132 kV per superare le attuali derivazioni rigide. Si sta valutando anche la possibilità di migliorare l'attuale schema di alimentazione dell'Acciaieria Valbruna.</p> <p>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.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento
2020	2025		lungo termine
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	5		1
Dismissione	7		1
Dismissione e Realizzazione	169	11	4

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	Fase 1	Fase 1	2021	2026	lungo termine	
Raccordi 220 kV S/E Naturno	Fase 2	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Adeguamento impianto 220 kV Maso Pill	Fase 2	Fase 2	2020	2025	lungo termine	
Adeguamento impianto Bolzano e rete afferente	Fase 2	Fase 2	2021	2026	lungo termine	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	lungo termine	lungo termine	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
<1 M€ / 84 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	3,4			IUS	3,4	
	VAN	255 M€			VAN	255 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		15					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
				<p>B5b 100%</p>			
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		25					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
				<p>B5b 100%</p>			
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Razionalizzazione rete Media Valle del Piave			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
216-P			RIP 2017
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
<2004		Veneto	Nord
Descrizione intervento			
<p>La stazione di smistamento 132 kV di Polpet è funzionale a raccogliere e smistare la potenza proveniente dalle centrali idroelettriche dell'alto Bellunese verso il nodo di carico di Vellai. Per consentire il pieno sfruttamento di tale potenza, anche in condizioni di rete non integra, è prevista la realizzazione di una sezione 220 kV presso l'attuale stazione 132 kV di Polpet.</p> <p>Tale sezione sarà raccordata agli attuali elettrodotti 220 kV afferenti al nodo di Soverzene, realizzando i collegamenti 220 kV "Polpet – Lienz", "Polpet – Vellai", "Polpet – Scorzè" e "Polpet – Soverzene". Contestualmente è stato studiato un riassetto della afferente rete a 132 kV, che consentirà di migliorare l'affidabilità di rete e la qualità del servizio:</p> <ul style="list-style-type: none"> realizzazione di un nuovo collegamento 132 kV "Desedan – Polpet", in sostituzione della linea esistente caratterizzata da limitata capacità di trasporto; realizzazione di un nuovo collegamento 132 kV "Forno di Zoldo – Polpet – der. Desedan", mediante l'utilizzo di parte dell'esistente elettrodotto 132 kV "Forno di Zoldo-Desedan", intervenendo per incrementare la resilienza; realizzazione di una nuova stazione 132 kV in prossimità dell'impianto idroelettrico di produzione Gardona e dei raccordi 132 kV tra la nuova stazione e gli elettrodotti 132 kV nell'area ottenendo i collegamenti verso Gardona c.le, Pelos, Desedan e Ospitale (quest'ultimo ottenuto collegando alla nuova stazione Gardona l'esistente linea Desedan-Ospitale e demolendo il restante tratto della stessa tra Gardona e Desedan); realizzazione di un collegamento 132 kV Pelos – Gardona – Desedan - Polpet mediante l'utilizzo degli esistenti elettrodotti 132 kV, di nuovi raccordi all'impianto di Desedan e la demolizione dei restanti tratti non più utilizzati; realizzazione di nuovi raccordi 132 kV alla sezione 132 kV della stazione di Polpet degli elettrodotti 132 kV Polpet – Nove, Polpet – La Secca e Polpet - Belluno; realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV all'impianto di Belluno dell'esistente elettrodotto 132 kV Polpet – Sospirolo realizzando un collegamento diretto tra Belluno e Sospirolo (presso la CP Belluno sarà realizzato un ulteriore stallo 132 kV a cura E-distribuzione) ed effettuando gli interventi finalizzati ad incrementare la resilienza. <p>Contestualmente verrà adeguato, di concerto con Enel Produzione, il montante linea Calalzo presso l'impianto di Forno di Zoldo.</p> <p>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 Siket e Pelos - Polpet – der Gardona) e, a cura di E-distribuzione, presso alcuni elementi d'impianto nelle Cabine Primarie.</p> <p>Sono inoltre previsti anche lavori di rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 220 kV esistenti lungo le direttrici verso Salgareda e verso Vellai con l'obiettivo di garantire il pieno utilizzo della capacità dei collegamenti.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento
	2019		lungo termine
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
		Dipendenza da accordi con E-distribuzione ed E-produzione	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	91	31	1
Dismissione	98	30	3
Dismissione e Realizzazione	38	4	1

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova stazione 220/132 kV Polpet	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2019	2024	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.
Elettrodotto 132 kV Desedan - Polpet	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2019	2024	
Elettrodotto 132 kV Forno di Zoldo – Polpet – der. Desedan	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2019	2024	
Stazione 132 kV Gardona	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2019	2024	
Elettrodotto 132 kV Pelos – Gardona – Desedan - Polpet	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2019	2024	
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)	2019	2024	
Raccordi 132 kV alla CP Belluno	Fase 3	Fase 3	26.08.2011 (EL-251)	2019	2024	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2020	2024	lungo termine	
Rimozione limitazioni rete 220 kV	Fase 1	Fase 1	2020	2024	lungo termine	
Interventi per resilienza	Fase 1	Fase 1	2019	2022	lungo termine	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2024	lungo termine	lungo termine	



Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
9 M€ / 121 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	7,5			IUS	7,5	
	VAN	873 M€			VAN	873 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2a - Riduzione Perdite		0					
B3a- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2a - Riduzione Perdite		0					
B3a- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		53					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2a		0					
B3a		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2a - Riduzione Perdite		3					
B3a- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		64					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2a		0					
B3a		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Riassetto rete alto Bellunese			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
215-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2010		Veneto/Trentino Alto Adige	Nord
Descrizione intervento			
<p>Al fine superare gli attuali rischi per la sicurezza di esercizio locale, le limitazioni della capacità di trasporto delle linee esistenti ed 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.</p> <p>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.</p> <p>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	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		lungo termine	
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	51	6	6
Dismissione	6	2	
Dismissione e Realizzazione	126	18	26

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova stazione 220/132 kV	Fase 2	Fase 2	16.06.2018 (EL-397)	2019	2022/2023	La nuova previsione della tempistica (anticipo) di avvio attività è stata modificata in sinergia con la riprogrammazione dell'intervento Stazione 380 kV Vedelago. 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.
Elettrodotto 132 kV Somprade - Zuel	Fase 2	Fase 2	16.06.2018 (EL-397)	2019	2021	
Elettrodotto 132 kV Corvara - Zuel	Fase 1	Fase 1	lungo termine	lungo termine	lungo termine	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	lungo termine	lungo termine	lungo termine	
Rimozione limitazioni 132 kV Brunico - Dobbiaco	compl.	compl.	2016	2016	2016	
Sezionamento automatizzato CP Campolongo	Fase 2	Fase 2	2018	2020	2021	
Elettrodotti 132 kV Saviner – Corvara - Cencenighe	Fase 1	Fase 1	2019	2023	2028	
Elettrodotti 132 kV Zuel – Calalzo - Pelos	Fase 1	Fase 1	2019	2023	2028	
Elettrodotti 132 kV Brunico – Dobbiaco – Somprade – Ponte Malon	Fase 1	Fase 1	2020	2024	lungo termine	
Elettrodotti 132 kV Pelos – Ponte Malon – der. Campolongo	Fase 1	Fase 1	2020	2024	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
3 M€ / 106 M€	Scenario ST2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	1,6		IUS	2,7		
	VAN	75 M€		VAN	226 M€		
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2a - Riduzione Perdite		0					
B3a- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2a - Riduzione Perdite		<1					
B3a- Riduzione ENF		2					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		<1					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		<1					
B13 - Incremento Resilienza		10					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2a		0					
B3a		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2a - Riduzione Perdite		0					
B3a- Riduzione ENF		2					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		5					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		9					
B13 - Incremento Resilienza		10					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2a		0					
B3a		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
213-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2009				Friuli Venezia Giulia/Veneto		Nord
Descrizione intervento						
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.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2020			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		2				
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		89		3		2
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione 380/220/132 kV Pordenone e raccordi	Fase 1	Fase 1	2021	2025	lungo termine	
Rimozione limitazioni 220 kV Salgareda - Pordenone - Somplago	Fase 1	Fase 1	2021	2025	lungo termine	
Sezionamento automatizzato Sesto al Reghena	Fase 2	Fase 2	2019	2020	2021	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
<1 M€ / 43 M€	IUS	3,8			IUS	3,8	
	VAN	105 M€			VAN	105 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2a - Riduzione Perdite		0					
B3a- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2a - Riduzione Perdite		<1					
B3a- Riduzione ENF		8					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		<1					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2a		0					
B3a		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2a - Riduzione Perdite		1					
B3a- Riduzione ENF		8					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2a		0					
B3a		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Stazione 380 kV Volpago						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
206-P						RIP 2017
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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.</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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2019			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		27				1
Dismissione		33		1		3
Dismissione e Realizzazione		124		13		3
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova stazione 380/220/132 kV Volpago e riassetto rete	Fase 2	Fase 2	2018/2019	2023	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.
Rimozione limitazioni 220 kV Soverzene - Scorzè	Fase 1	Fase 1	2021	2023	2025	

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 2	Fase 2	2018	2019	2020	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2025	lungo termine	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
5 M€ / 165 M€	IUS	2,5	IUS	4,5	IUS	2,6	IUS	4,8
	VAN	295 M€	VAN	700 M€	VAN	317 M€	VAN	755 M€
Benefici Totali di sistema								

2020 - Best Estimation				
Benefici monetari		Val. [M€]		
B1 - SEW	0			
B2a - Riduzione Perdite	0			
B3a- Riduzione ENF	0			
B4 - Costi evitati o differiti	0			
B5b - Integrazione rinnovabil	0			
B6 - Investimenti evitati	0			
B7 - Costi evitati MSD	0			
B13 - Incremento Resilienza	0			
B16 - Opex Evitati o differiti	0			
B18 - Riduzione CO2	0			
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0			
Altri benefici non monetari		Val.	Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	

2025 - Sustainable Transition				
Benefici monetari		Val. [M€]		
B1 - SEW	1			
B2a - Riduzione Perdite	1			
B3a- Riduzione ENF	30			
B4 - Costi evitati o differiti	0			
B5b - Integrazione rinnovabil	0			
B6 - Investimenti evitati	0			
B7 - Costi evitati MSD	0			
B13 - Incremento Resilienza	1			
B16 - Opex Evitati o differiti	0			
B18 - Riduzione CO2	1			
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	<1			
Altri benefici non monetari		Val.	Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	30	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	

2025 - Distributed Generation				
Monetari		Val. [M€]		
B1	0			
B2a	0			
B3a	7			
B4	0			
B5b	<1			
B6	0			
B7	0			
B13	1			
B16	0			
B18	2			
B19	1			
Altri		Val.	Val.	
l21 [MW]	30	l8 [k ton]	0	
l5 [MWh]	0	l13	0	

2030 - Sustainable Transition				
Benefici monetari		Val. [M€]		
B1 - SEW	2			
B2a - Riduzione Perdite	3			
B3a- Riduzione ENF	11			
B4 - Costi evitati o differiti	0			
B5b - Integrazione rinnovabil	16			
B6 - Investimenti evitati	0			
B7 - Costi evitati MSD	0			
B13 - Incremento Resilienza	1			
B16 - Opex Evitati o differiti	0			
B18 - Riduzione CO2	0			
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	<1			
Altri benefici non monetari		Val.	Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	30	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	

2030 - Distributed Generation				
Monetari		Val. [M€]		
B1	1			
B2a	3			
B3a	42			
B4	0			
B5b	30			
B6	0			
B7	0			
B13	1			
B16	0			
B18	1			
B19	1			
Altri		Val.	Val.	
l21 [MW]	30	l8 [k ton]	0	
l5 [MWh]	0	l13	0	

Sensitivity Analisi Costi Benefici ⁹⁷								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS		IUS		IUS		IUS	
5 M€ / 165 M€		3,8		4,8		3,9		5,1

⁹⁷ L' analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio dell'intervento con vista del solo consumatore.

	VAN	553 M€	VAN	757 M€	VAN	576 M€	VAN	811 M€
Benefici Totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW		0						
B2a - Riduzione Perdite		0						
B3a- Riduzione ENF		0						
B4 - Costi evitati o differiti		0						
B5b - Integrazione rinnovabil		0						
B6 - Investimenti evitati		0						
B7 - Costi evitati MSD		0						
B13 - Incremento Resilienza		0						
B16 - Opex Evitati o differiti		0						
B18 - Riduzione CO2		0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	11							
B2a - Riduzione Perdite	1							
B3a- Riduzione ENF	30							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	0							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	0							
B13 - Incremento Resilienza	1							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	1							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	<1							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	30	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	7							
B2a	0							
B3a	7							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	0							
B13	1							
B16	0							
B18	2							
B19	1							
Altri		Val.		Val.				
l21 [MW]	30	l8 [k ton]	0					
l5 [MWh]	0	l13	0					
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	21							
B2a - Riduzione Perdite	3							
B3a- Riduzione ENF	11							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	16							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	0							
B13 - Incremento Resilienza	1							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	<1							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	30	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	4							
B2a	3							
B3a	42							
B4	0							
B5b	30							
B6	0							
B7	0							
B13	1							
B16	0							
B18	1							
B19	1							
Altri		Val.		Val.				
l21 [MW]	30	l8 [k ton]	0					
l5 [MWh]	0	l13	0					

Stazione 380 kV in Provincia di Treviso (Vedelago)			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
227-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
<2001	Tab.1	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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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 verifiche di fattibilità dell'ampliamento dell'impianto d'utenza.</p> <p>L'intervento nel suo complesso consente di incrementare la resilienza.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento
			lungo termine
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	25	1	
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione			

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova stazione 380/132 kV Vedelago e riassetto rete	Fase 2	Fase 2	2020	2025	2028	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	2020	2022	2024	
Rimozione limitazioni 132 kV Vellai - Caerano - Istrana - Scorzè	compl.	Fase 5	2014	2015	2018	
Rimozione limitazioni 132 kV Dolo – Dolo CP - Scorzè	compl.	Fase 5	2014	2015	2018	
Soluzione antenna utente SAPA	Fase 1	Fase 1	2021	2026	lungo termine	
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.						
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2020	2023	2026	
Sintesi Analisi Costi Benefici ⁹⁸						
Investimento sostenuto/stimato					Benefici	
10 M€ / 91 M€					2025, 2030	
					IUS	4,5
					VAN	400 M€

⁹⁸ 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		Delibera 579/2017		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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2024			lungo termine	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione 380 kV Sandrigo (ATR 380/132 kV)	Fase 1	Fase 1	2019	2024	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 / 3 M€						

Stazione 380 kV Dugale						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
239-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2024			lungo termine	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione 380 kV Dugale	Fase 1	Fase 1	2019	2024	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 4 M€						

Stazione 220/132 kV S.Floriano						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
249-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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 ed 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 opportuna trasformazione 220/132 kV, connettendo opportunamente la sezione 132 kV alla rete AT locale ed alla Rete Srl (ex RFI). L'intervento si configura in sinergia con gli interventi in corso di realizzazione (236P) e già pianificati (245P)						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2026			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
236-P e 245-P						
Impatti territoriali						
Impatti non significativi						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione 220/132 kV S.Floriano	Fase 1	Fase 1	2021	2026	lungo termine	
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1	2021	2026	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici											
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)						
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030						
o M€ / 15 M€	IUS	3,0			IUS	3,0					
	VAN	37 M€			VAN	37 M€					
Benefici Totali di sistema											
2020 - Best Estimation											
Benefici monetari		Val. [M€]									
B1 - SEW		0									
B2b - Riduzione Perdite		0									
B3b- Riduzione ENF		0									
B4 - Costi evitati o differiti		0									
B5b - Integrazione rinnovabil		0									
B6 - Investimenti evitati		0									
B7 - Costi evitati MSD		0									
B13 - Incremento Resilienza		0									
B16 - Opex Evitati o differiti		0									
B18 - Riduzione CO2		0									
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0									
Altri benefici non monetari		Val.		Val.							
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0								
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0								
2025 - Sustainable Transition											
Benefici monetari		Val. [M€]									
B1 - SEW		0									
B2b - Riduzione Perdite		0									
B3b- Riduzione ENF		0									
B4 - Costi evitati o differiti		0									
B5b - Integrazione rinnovabil		2		<p>B5b 100%</p>							
B6 - Investimenti evitati		0									
B7 - Costi evitati MSD		0									
B13 - Incremento Resilienza		0									
B16 - Opex Evitati o differiti		0									
B18 - Riduzione CO2		0									
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0									
Altri benefici non monetari		Val.						Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0								
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0								
2025 - Distributed Generation											
Monetari		Val. [M€]									
B1		0									
B2b		0									
B3b		0									
B4		0									
B5b		0									
B6		0									
B7		0									
B13		0									
B16		0									
B18		0									
B19		0									
Altri		Val.		Val.							
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0								
l5 [MWh]	0	l13	0								
2030 - Sustainable Transition											
Benefici monetari		Val. [M€]									
B1 - SEW		0									
B2b - Riduzione Perdite		0									
B3b- Riduzione ENF		0									
B4 - Costi evitati o differiti		0									
B5b - Integrazione rinnovabil		4		<p>B5b 100%</p>							
B6 - Investimenti evitati		0									
B7 - Costi evitati MSD		0									
B13 - Incremento Resilienza		0									
B16 - Opex Evitati o differiti		0									
B18 - Riduzione CO2		0									
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0									
Altri benefici non monetari		Val.						Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0								
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0								
2030 - Distributed Generation											
Monetari		Val. [M€]									
B1		0									
B2b		0									
B3b		0									
B4		0									
B5b		0									
B6		0									
B7		0									
B13		0									
B16		0									
B18		0									
B19		0									
Altri		Val.		Val.							
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0								
l5 [MWh]	0	l13	0								

Stazione 220/132 kV Padriciano						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
253-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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, incrementando così anche la resilienza di una porzione di rete particolarmente esposta a severi eventi atmosferici.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2026			lungo termine	
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						
Impatti non significativi						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1	2021	2026	lungo termine	
Stazione 220/132 kV Padriciano	Fase 1	Fase 1	2021	2026	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/ 11 M€						

Stazione 220 kV Ala						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
235-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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 controalimentazione 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 peraltro mediante il rifacimento in doppia terna dell'esistente collegamento 220 kV Colà - Sandra.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			lungo termine	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione 220 kV Ala, raccordi 132 kV	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Riassetto rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Elettrodotto 220 kV d.t. Colà - Sandra	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2024	lungo termine	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 10 M€						

Stazione 220 kV Cardano						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
236-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2007				Trentino Alto Adige		Nord
Descrizione intervento						
<p>La stazione 220/132 kV di Cardano contribuisce a raccogliere parte della produzione idroelettrica altoatesina ed a trasferirla sulla rete a 220 e 132 kV verso le aree di carico locali e quelle situate più a sud. All'impianto sono direttamente connesse alcune unità idroelettriche.</p> <p>Al fine di superare le difficoltà di manutenzione associate all'attuale stato di consistenza dell'impianto e garantire adeguati livelli di affidabilità, flessibilità e continuità del servizio, è in programma un riassetto complessivo della stazione, mediante ricostruzione della sezione a 220 kV e della sezione a 132 kV, prevedendo l'installazione di n.2 ATR 220/132 kV da 250 MVA. Sarà inoltre garantita la separazione funzionale degli impianti di trasmissione da quelli dedicati alla produzione.</p> <p>Alla nuova sezione a 132 kV saranno inoltre raccordate in entra – esce due delle linee di trasmissione che collegano le stazioni di Bressanone e Bolzano, sulle quali sono previsti interventi di rimozione limitazioni, migliorando la connessione della centrale di Bressanone e garantendo in tal modo una riserva di alimentazione per parte dei carichi della città di Bolzano e per la rete RFI sottesa alla stazione di Cardano, opportunamente adeguata.</p> <p>Contestualmente sarà superato l'attuale schema di collegamento della centrale idroelettrica di Ponte Gardena connessa mediante derivazione alla linea a 132 kV Bressanone – Bolzano, utilizzando porzioni di rete esistenti.</p> <p>Il complesso degli interventi in programma consentirà un miglior dispacciamento della produzione sia dei gruppi direttamente connessi alla stazione 220 kV sia di quelli ubicati nell'area Nord del Trentino Alto Adige, oltre a incrementare la resilienza di rete.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2019	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Dipendenza da accordi con il titolare dell'impianto Hydros		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		4				
Dismissione		4				
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione 220 kV Cardano e raccordi 132 kV	Fase 5	Fase 5	2012	2016	2019	A Giugno 2016 è stata ottenuta autorizzazione provinciale alla costruzione e all'esercizio.
Riassetto rete 132 kV P.Gardena	compl.	compl.	2015	2015	2015	
Rimozioni limitazioni rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2019	2019	2019	

Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Adeguamento rete RFI 132 kV	Fase 1	Fase 1	2019	2019	2019	
Sintesi Analisi Costi Benefici ⁹⁹						
Investimento sostenuto/stimato					Benefici	
35 M€/ 35M€					2020, 2025	
					IUS	5,1
					VAN	172 M€

⁹⁹ 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 220 kV Glorenza						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
238-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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 finalizzati anche ad incrementare 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			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2024	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione 220 kV Glorenza	compl.	compl.	2013	2013	2015	
Rimozione limitazioni 220 kV	Fase 2	Fase 2	2020	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	2020	2022	2024	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
6 M€/25 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	2,7			IUS	2,7	
	VAN	54 M€			VAN	54 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		1					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		3					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		1					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		5					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
237-P (include ex 224-P)			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2006	Tab.1	Veneto	Nord
Descrizione intervento			
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 realizzata 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, superando l'antenna 132 kV che alimenta l'utente Cart.Lugo, previa verifiche di fattibilità dell'ampliamento dell'impianto d'utenza. Contestualmente alla già prevista realizzazione della stazione 220 kV di Schio, 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, finalizzati anche ad incrementare la resilienza, e successivamente interventi per incrementare la resilienza della direttrice Caldonazzo - Arsiero.			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		lungo termine	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
		dipendenza da accordi con E-distribuzione	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	17		
Dismissione	3		
Dismissione e Realizzazione	41	1	1

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione 220/132 kV	Fase 3	Fase 3	23.12.2013 (EL-325)	2020	2023	La nuova previsione tiene conto del ritardo nell'ottenimento delle autorizzazioni.
Elettrodotto 132 kV Villaverla – Schio ZI e riassetto rete associato	Fase 2	Fase 2	2021	2026	lungo termine	Lo slittamento volontario della nuova previsione tiene conto della necessità di programmare gli interventi ricadenti nell'area.
Elettrodotto 132 kV Schio - Arsiero	Fase 5	Fase 5	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	lungo termine	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	lungo termine	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							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2020, 2025, 2030				Scenario ST 2020, 2025, 2030		
10 M€ / 103 M€	IUS	2,7			IUS	2,7	
	VAN	213 M€			VAN	213 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW	0						
B2b - Riduzione Perdite	1						
B3b - Riduzione ENF	14						
B4 - Costi evitati o differiti	0						
B5b - Integrazione rinnovabili	0						
B6 - Investimenti evitati	0						
B7 - Costi evitati MSD	0						
B13 - Incremento Resilienza	0						
B16 - Opex Evitati o differiti	0						
B18 - Riduzione CO2	0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW	0						
B2b - Riduzione Perdite	2						
B3b - Riduzione ENF	20						
B4 - Costi evitati o differiti	0						
B5b - Integrazione rinnovabili	0						
B6 - Investimenti evitati	0						
B7 - Costi evitati MSD	0						
B13 - Incremento Resilienza	0						
B16 - Opex Evitati o differiti	0						
B18 - Riduzione CO2	0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1	0						
B2b	0						
B3b	0						
B4	0						
B5b	0						
B6	0						
B7	0						
B13	0						
B16	0						
B18	0						
B19	0						
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0				
I5 [MWh]	0	I13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW	0						
B2b - Riduzione Perdite	4						
B3b - Riduzione ENF	20						
B4 - Costi evitati o differiti	0						
B5b - Integrazione rinnovabili	0						
B6 - Investimenti evitati	0						
B7 - Costi evitati MSD	0						
B13 - Incremento Resilienza	0						
B16 - Opex Evitati o differiti	0						
B18 - Riduzione CO2	0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1	0						
B2b	0						
B3b	0						
B4	0						
B5b	0						
B6	0						
B7	0						
B13	0						
B16	0						
B18	0						
B19	0						
Altri		Val.		Val.			
I21 [MW]	0	I8 [k ton]	0				
I5 [MWh]	0	I13	0				

Riassetto rete Caneva						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
250-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2018				Veneto		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.</p> <p>In particolare è previsto un riassetto delle linee afferenti l'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 dell'area di incrocio per ottenere gli elettrodotti 132 kV Porcia – Casarsa e Sacile RT – Villa Rinaldi. <p>L'intervento consente anche l'integrazione con la Rete Srl (ex RFI).</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2026			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		2				
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1	2021	2026	lungo termine	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€						

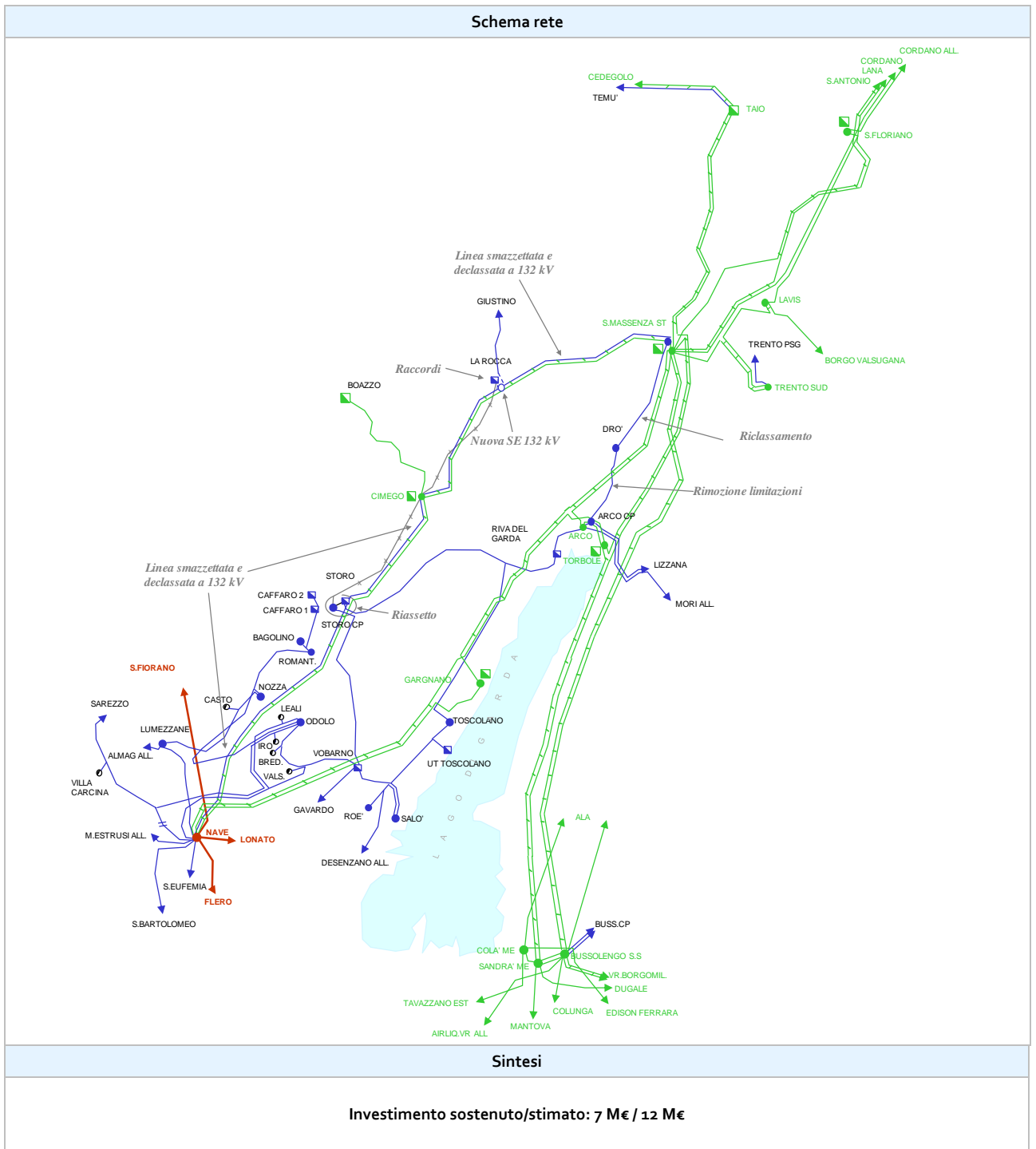
Elettrodotto 132 kV Redipuglia – Duino						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
210-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2009				Friuli Venezia Giulia		Nord
Descrizione intervento						
Il collegamento a 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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2024	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 132 kV Redipuglia - Duino	Fase 5	Fase 5	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	2020	2022	2024	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€ / 3 M€						

Elettrodotto 132 kV Area Nord-Ovest di Padova						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
214-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2006				Veneto		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di migliorare la sicurezza locale della rete che alimenta l'area metropolitana di Padova, incrementando la qualità e la continuità del servizio, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento 132 kV tra gli impianti di Altichiero e Bassanello e la rimozione delle limitazioni presso alcune Cabine Primarie dell'area.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2020	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			dipendenza da accordi con E-distribuzione			
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		10				2
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 132 kV Altichiero - Brentelle	Fase 5	Fase 5	18.04.2014	2016	2017	Il 06/10/2016 è stato rilasciato decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio.
Elettrodotto 132 kV Brentelle - Bassanello	Fase 5	Fase 5	18.04.2014	2017	2020	Il 06/10/2016 è stato rilasciato decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio.

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
7 M€ / 13 M€	Scenario ST 2020, 2025				Scenario ST 2020, 2025		
	IUS	2,7			IUS	2,7	
	VAN	23 M€			VAN	23 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0		<p>B3b 100%</p>			
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		2					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0		<p>B3b 100%</p>			
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		2					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Razionalizzazione rete AT nell'area di S.Massenza			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
220-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	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). La direttrice sarà ottenuta mediante il declassamento a 132 kV di una delle due terne 220 kV "S. Massenza – Cimego" e "Cimego – Nave", la connessione della Cabina Primaria La Rocca in entra-esce all'elettrodotto 132 kV declassato S.Massenza – Nave, interventi puntuali di rimozione limitazioni, ottenendo la direttrice 132 kV Nave – Storo – La Rocca – S.Massenza – Drò – Arco. 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, che consentiranno di incrementare la sicurezza locale ed i margini di qualità di esercizio nell'area.			
Inoltre sono previsti interventi finalizzati ad incrementare la resilienza sull'elettrodotto 132 kV La Rocca – Giustino.			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		2026	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
		dipendenza da accordi con il distributore	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	1		
Dismissione	21		1
Dismissione e Realizzazione			

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
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	2019	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.
Nuova stazione 132 kV	Fase 1	Fase 1	2018	2022	2025	
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	Delibera 579/2017	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.</p> <p>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 limitazioni, i collegamenti "Ora – der. S. Floriano – Cirè", "Cirè – Trento Sud", "Cirè – Caldonazzo - B.Valsugana" e "Trento Sud – Mori", anche finalizzati ad incrementare la resilienza di rete.</p> <p>Sono inoltre previsti ulteriori interventi sulla rete dell'area per incrementare la resilienza del sistema elettrico, oltre alla possibilità di superare l'attuale antenna 220 kV dalla Stazione B.Valsugana che alimenta l'utente Leali steel, previa verifiche di fattibilità dell'ampliamento dell'impianto d'utenza.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
	2021	lungo termine	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
		dipendenza da accordi con il distributore	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	51	1	4
Dismissione	46	1	6
Dismissione e Realizzazione	6		

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova stazione 132 kV Cirè	Fase 3	Fase 3	31.01.2014 (EL-328)	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, mentre per il riassetto 132 kV presso la provincia di Trento.
Riassetto rete 220 e 132 kV	Fase 3	Fase 3	31.01.2014 (EL-328)	2021	2023	
Elettrodotti Cirè – Caldonazzo – B.Valsugana	Fase 1	Fase 1	2019	2023	2028	
Ulteriori interventi per la resilienza	Fase 1	Fase 1	2019	2023	2028	
Soluzione antenna AT Leali steel	Fase 1		2022	2027	lungo termine	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	lungo termine	lungo termine	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST2025, 2030				Scenario ST2025, 2030		
	IUS	2,1			IUS	2,1	
2 M€ / 33 M€	VAN	41 M€			VAN	41 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW		0				
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite		0				
<input type="checkbox"/>	B3b- Riduzione ENF		0				
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti		0				
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabili		0				
<input type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati		0				
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD		0				
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza		0				
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO2		0				
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
	l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	0	0
	l5 - Overgeneration [MWh]	0	0	l13 - Variazione resilienza	0	0	0
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW		0				
<input checked="" type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite		1				
<input checked="" type="checkbox"/>	B3b- Riduzione ENF		4				
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti		0				
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabili		0				
<input type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati		0				
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD		0				
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza		0				
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO2		0				
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
	l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	0	0
	l5 - Overgeneration [MWh]	0	0	l13 - Variazione resilienza	0	0	0
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1		0				
<input type="checkbox"/>	B2b		0				
<input type="checkbox"/>	B3b		0				
<input type="checkbox"/>	B4		0				
<input type="checkbox"/>	B5b		0				
<input type="checkbox"/>	B6		0				
<input type="checkbox"/>	B7		0				
<input type="checkbox"/>	B13		0				
<input type="checkbox"/>	B16		0				
<input type="checkbox"/>	B18		0				
<input type="checkbox"/>	B19		0				
Altri		Val.		Val.			
	l21 [MW]	0	0	l8 [k ton]	0	0	0
	l5 [MWh]	0	0	l13	0	0	0
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW		0				
<input checked="" type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite		1				
<input checked="" type="checkbox"/>	B3b- Riduzione ENF		4				
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti		0				
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabili		0				
<input type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati		0				
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD		0				
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza		0				
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti		0				
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO2		0				
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0				
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
	l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	0	0
	l5 - Overgeneration [MWh]	0	0	l13 - Variazione resilienza	0	0	0
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1		0				
<input type="checkbox"/>	B2b		0				
<input type="checkbox"/>	B3b		0				
<input type="checkbox"/>	B4		0				
<input type="checkbox"/>	B5b		0				
<input type="checkbox"/>	B6		0				
<input type="checkbox"/>	B7		0				
<input type="checkbox"/>	B13		0				
<input type="checkbox"/>	B16		0				
<input type="checkbox"/>	B18		0				
<input type="checkbox"/>	B19		0				
Altri		Val.		Val.			
	l21 [MW]	0	0	l8 [k ton]	0	0	0
	l5 [MWh]	0	0	l13	0	0	0

Potenziamento rete AT area Rovigo						
Identificativo PdS	Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
225-P						
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017		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.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza		
			Integrazione RFI	Transizione Energetica		
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri		Completamento		
				2028		
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
			dipendenza da accordi con il distributore			
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione	2					
Dismissione	1					
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Raccordi 132 kV all'elettrodotto 132 kV Lendinara – Rovigo ZI	Fase 1	Fase 1	2019	2024	2028	
Raccordi 132 kV della stazione 132 kV Canaro	Fase 3	Fase 2	20.11.2018	2019	2020	In data 20.11.2018 è stato avviato il procedimento autorizzativo.
Stazione 132 kV Este	compl.	Fase 1	2017	2018	2018	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 1 M€ / 2 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		Delibera 579/2017		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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Conessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica 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 ampliamento/adeguamento presso le Cabine Primarie		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		6				
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Rimozione limitazioni 132 kV Castelfranco - Tombolo	Fase 1	Fase 1	2019	2024	2028	
Elettrodotto 132 kV d.t. Castelfranco – der. Castelfranco	Fase 1	Fase 1	2019	2024	2028	
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	Delibera 579/2017	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.</p> <p>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 saranno previsti interventi di rimozione limitazioni alle linee 132 kV afferenti al nodo di Bressanone).</p> <p>Con l'occasione l'impianto sarà ampliato per consentire futuri sviluppi e connessioni alla rete 220 kV, con adeguata potenza di trasformazione, ed in sinergia con altri interventi previsti nell'area, prevedendo in anticipo un nuovo stallo linea a cui attestare un secondo breve raccordo di collegamento alla linea Brunico – derivazione Bressanone – Bolzano, che risulterà in tal modo collegata in entra – esce a Bressanone. Si otterranno così due collegamenti distinti Bressanone – Brunico e Bressanone – Bolzano, con conseguente incremento della continuità, sicurezza e flessibilità di esercizio della rete elettrica in un'area particolarmente soggetta a perturbazioni atmosferiche.</p> <p>Inoltre sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Terme di Brennero, Bolzano FS e Mori, opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni. Tale esigenza integra la Rete Srl tenendo conto delle condizioni di vetusta di alcune linee presenti nell'area Sud di Bolzano e 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 del tratto di linee a 132 kV tra Bolzano e Trento Sud.</p> <p>Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti.</p> <p>Sono peraltro previsti interventi finalizzati ad incrementare la resilienza degli elettrodotti 132 kV Bressanone – Bolzano, Marleno – S.Leonardo, Prati – S.Leonardo, Terme di Brennero – Fleres e Scillar – Bolzano RT.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		lungo termine	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Direttrice 132 kV Terme di Brennero – Bolzano FS	Fase 1	Fase 1	2019	2024	2028	
Riassetto rete 132 kV Bolzano FS - Mori	Fase 1	Fase 1	2019	2024	2028	
Stazione 132 kV Bressanone (fase 1)	compl.	compl.	2013	2013	2016	
Stazione 132 kV Bressanone (fase 2)	Fase 1	Fase 1	2019/2020	2024	2028	
Adeguamenti impianti 132 kV	Fase 1	Fase 1	2019	2024	2028	
Interventi rimozione limitazioni al nodo di Bressanone	Fase 2		2020	2025	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
5 M€ / 50 M€	IUS	1,6			IUS	1,6	
	VAN	36 M€			VAN	36 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW	0					
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite	0					
<input type="checkbox"/>	B3b- Riduzione ENF	0					
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti	0					
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	0					
<input type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati	0					
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD	0					
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza	0					
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti	0					
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO2	0					
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
<input type="checkbox"/>	l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	0	0	0
<input type="checkbox"/>	l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	0	0	0
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW	0					
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite	0					
<input type="checkbox"/>	B3b- Riduzione ENF	0					
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti	0					
<input checked="" type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	3					
<input checked="" type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati	5					
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD	0					
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza	0					
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti	0					
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO2	0					
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
<input type="checkbox"/>	l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	0	0	0
<input type="checkbox"/>	l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	0	0	0
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1	0					
<input type="checkbox"/>	B2b	0					
<input type="checkbox"/>	B3b	0					
<input type="checkbox"/>	B4	0					
<input type="checkbox"/>	B5b	0					
<input type="checkbox"/>	B6	0					
<input type="checkbox"/>	B7	0					
<input type="checkbox"/>	B13	0					
<input type="checkbox"/>	B16	0					
<input type="checkbox"/>	B18	0					
<input type="checkbox"/>	B19	0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
<input type="checkbox"/>	l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0	0	0	0
<input type="checkbox"/>	l5 [MWh]	0	l13	0	0	0	0
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW	0					
<input checked="" type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite	1					
<input type="checkbox"/>	B3b- Riduzione ENF	0					
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti	0					
<input checked="" type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	6					
<input type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati	0					
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD	0					
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza	0					
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti	0					
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO2	0					
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
<input type="checkbox"/>	l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	0	0	0
<input type="checkbox"/>	l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	0	0	0
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1	0					
<input type="checkbox"/>	B2b	0					
<input type="checkbox"/>	B3b	0					
<input type="checkbox"/>	B4	0					
<input type="checkbox"/>	B5b	0					
<input type="checkbox"/>	B6	0					
<input type="checkbox"/>	B7	0					
<input type="checkbox"/>	B13	0					
<input type="checkbox"/>	B16	0					
<input type="checkbox"/>	B18	0					
<input type="checkbox"/>	B19	0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
<input type="checkbox"/>	l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0	0	0	0
<input type="checkbox"/>	l5 [MWh]	0	l13	0	0	0	0

Direttrice 132 kV Opicina FS – Redipuglia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
246-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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 FS e Redipuglia fino al nodo di Redipuglia FS, 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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		31		31		
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Direttrice 132 kV Opicina FS – Redipuglia	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 7 M€						

Stazione 132 kV Vipiteno						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
251-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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 Srl (ex RFI).						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2026			lungo termine	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione Vipiteno	132 kV	Fase 1	Fase 1	2021	2026	lungo termine
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/ 3 M€						

5.3.3. Schede 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.

5.3.4. Schede interventi non più programmati

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.*

5.3.5. 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 ¹⁰⁰		Identificativo RIP		
100 - I				26				
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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). 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. Il nuovo interconnector dovrà essere associato ad opportuni interventi per la rimozione dei vincoli sulla rete esistente in territorio italiano.								
Finalità intervento				Obiettivo intervento				
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione Energetica		
Previsione tempistica Intervento								
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento			
		2019			2022			
Interdipendenze o correlazione								
Con altre opere				Da accordi con terzi				
Stazione 220 kV Glorenza (238 – P)				Dipendenza da accordi con il TSO austriaco APG ¹⁰¹ e con i soggetti finanziatori				
Impatti territoriali ¹⁰²								
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]		
Realizzazione		24				2		
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione		34						
Avanzamento opere principali								
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)		
	PdS '19	PdS '18						
Elettrodotto 220 kV Nauders – Glorenza	Fase3	Fase3	02.02.2015 (EL-354)	2019	2022	Iter autorizzativo in corso		
Rimozione limitazioni rete esistente	Fase3	Fase2	28.05.2018 (EL-396)	2019	2022	Iter autorizzativo in corso		
Sintesi Analisi Costi Benefici ¹⁰³								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	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
< 1 / 85 M€	VAN	762 M€	VAN	254 M€	VAN	1.084 M€	VAN	599 M€

¹⁰⁰ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete, si rimanda al Capitolo 4 del PdS 2019.

¹⁰¹ Sottoscritto Cooperation Agreement fra Terna e il gestore austriaco APG in data 14 Dicembre 2017.

¹⁰² Dati riferiti ai km ricadenti in territorio italiano.

¹⁰³ 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

2020 - Best Estimation

Benefici monetari		Val. [M€]	
■ B1 - SEW		4	
■ B2b - Riduzione Perdite		0	
■ B3b - Riduzione ENF		0	
■ B4 - Costi evitati o differiti		0	
■ B5b - Integrazione rinnovabil		0	
■ B6 - Investimenti evitati		0	
■ B7 - Costi evitati MSD		12	
■ B13 - Incremento Resilienza		0	
■ B16 - Opex Evitati o differiti		0	
■ B18 - Riduzione CO ₂		13	
■ B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		18	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	300	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
■ B1 - SEW		6	
■ B2b - Riduzione Perdite		0	
■ B3b - Riduzione ENF		0	
■ B4 - Costi evitati o differiti		0	
■ B5b - Integrazione rinnovabil		0	
■ B6 - Investimenti evitati		0	
■ B7 - Costi evitati MSD		53	
■ B13 - Incremento Resilienza		0	
■ B16 - Opex Evitati o differiti		0	
■ B18 - Riduzione CO ₂		11	
■ B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM		8	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	300	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
■ B1		7	
■ B2b		0	
■ B3b		0	
■ B4		0	
■ B5b		0	
■ B6		0	
■ B7		12	
■ B13		0	
■ B16		0	
■ B18		13	
■ B19		8	
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	300	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Sensitivity Analisi Costi Benefici ^{104 105}								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	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
< 1 / 85 M€	VAN	1.153 M€	VAN	939 M€	VAN	1.475 M€	VAN	1.284 M€
Benefici Totali di Sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
■ B1 - SEW	29							
■ B2b - Riduzione Perdite	0							
■ B3b- Riduzione ENF	0							
■ B4 - Costi evitati o differiti	0							
■ B5b - Integrazione rinnovabil	0							
■ B6 - Investimenti evitati	0							
■ B7 - Costi evitati MSD	12							
■ B13 - Incremento Resilienza	0							
■ B16 - Opex Evitati o differiti	0							
■ B18 - Riduzione CO2	13							
■ B19 - Rid. NOx, SOx, PM	18							
Altri benefici non monetari		Val.						
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	300	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
■ B1 - SEW	31							
■ B2b - Riduzione Perdite	0							
■ B3b- Riduzione ENF	0							
■ B4 - Costi evitati o differiti	0							
■ B5b - Integrazione rinnovabil	0							
■ B6 - Investimenti evitati	0							
■ B7 - Costi evitati MSD	53							
■ B13 - Incremento Resilienza	0							
■ B16 - Opex Evitati o differiti	0							
■ B18 - Riduzione CO2	11							
■ B19 - Rid. NOx, SOx, PM	8							
Altri benefici non monetari		Val.						
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	300	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
■ B1	55							
■ B2b	0							
■ B3b	0							
■ B4	0							
■ B5b	0							
■ B6	0							
■ B7	12							
■ B13	0							
■ B16	0							
■ B18	13							
■ B19	8							
Altri		Val.						
l21 [MW]	300	l8 [k ton]	0					
l5 [MWh]	0	l13	0					

¹⁰⁴ L'analisi di sensitivity è stata effettuata considerando il beneficio dell'intervento con vista del solo consumatore.

¹⁰⁵ 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 ¹⁰⁶		Identificativo RIP	
200 - I		3.21		150			
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
				Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento							
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento		
		2022			Lungo Termine		
Interdipendenze o correlazione							
Con altre opere				Da accordi con terzi			
				Dipendenza da accordi con il TSO sloveno ELES e con i soggetti finanziatori			
Impatti territoriali ¹⁰⁷							
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)	
	PdS '19	PdS '18					
HVDC Divaca - Salgareda	Fase3	Fase3	13.09.2012 (EL-308)	2022	2028	Iter autorizzativo in corso	
Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla Slovenia	Fase1	Fase1	2019	2027	lungo termine		

¹⁰⁶ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete si rimanda al PdS 2019.

¹⁰⁷ Si riferisce agli interventi di rimozione limitazioni della porzione di rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla rete slovena.

Sintesi Analisi Costi Benefici ¹⁰⁸																																																																																																																																																																																																																																																																								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)																																																																																																																																																																																																																																																																			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030																																																																																																																																																																																																																																																																	
	< 1 / 400-450 M€	IUS	3,5	IUS	3,0	IUS	4,6	IUS	6,1																																																																																																																																																																																																																																																															
VAN		587 M€	VAN	471 M€	VAN	845 M€	VAN	1.178 M€																																																																																																																																																																																																																																																																
Benefici Totali di sistema																																																																																																																																																																																																																																																																								
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">2025 - Sustainable Transition</th> <th colspan="4">2025 - Distributed Generation</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Benefici monetari</th> <th colspan="2">Val. [M€]</th> <th colspan="2">Monetari</th> <th colspan="2">Val. [M€]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>B1 - SEW</td> <td>26</td> <td>B19</td> <td>25%</td> <td>B1</td> <td>20</td> <td>B19</td> <td>8%</td> </tr> <tr> <td>B2a - Riduzione Perdite</td> <td>12</td> <td>B1</td> <td>20%</td> <td>B2a</td> <td>14</td> <td>B1</td> <td>21%</td> </tr> <tr> <td>B3b - Riduzione ENF</td> <td>0</td> <td>B2a</td> <td>9%</td> <td>B3b</td> <td>0</td> <td>B2a</td> <td>15%</td> </tr> <tr> <td>B4 - Costi evitati o differiti</td> <td>0</td> <td>B7</td> <td>12%</td> <td>B4</td> <td>0</td> <td>B7</td> <td>9%</td> </tr> <tr> <td>B5b - Integrazione rinnovabil</td> <td>0</td> <td>B18</td> <td>34%</td> <td>B5b</td> <td>0</td> <td>B18</td> <td>46%</td> </tr> <tr> <td>B6 - Investimenti evitati</td> <td>0</td> <td>B7</td> <td>12%</td> <td>B6</td> <td>0</td> <td>B7</td> <td>9%</td> </tr> <tr> <td>B7 - Costi evitati MSD</td> <td>17</td> <td>B18</td> <td>34%</td> <td>B7</td> <td>9</td> <td>B18</td> <td>46%</td> </tr> <tr> <td>B13 - Incremento Resilienza</td> <td>0</td> <td>B19</td> <td>25%</td> <td>B13</td> <td>0</td> <td>B19</td> <td>8%</td> </tr> <tr> <td>B16 - Opex Evitati o differiti</td> <td>0</td> <td>B1</td> <td>20%</td> <td>B16</td> <td>0</td> <td>B1</td> <td>21%</td> </tr> <tr> <td>B18 - Riduzione CO2</td> <td>44</td> <td>B2a</td> <td>9%</td> <td>B18</td> <td>43</td> <td>B2a</td> <td>15%</td> </tr> <tr> <td>B19 - Rid. NOx, SOx, PM</td> <td>33</td> <td>B7</td> <td>12%</td> <td>B19</td> <td>8</td> <td>B7</td> <td>9%</td> </tr> <tr> <th colspan="2">Altri benefici non monetari</th> <th colspan="2">Val.</th> <th colspan="2">Altri</th> <th colspan="2">Val.</th> </tr> <tr> <td>l21 - TTC/Zone di mercato [MW]</td> <td>1000</td> <td>l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]</td> <td>0</td> <td>l21 [MW]</td> <td>1000</td> <td>l8 [k ton]</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>l5 - Overgeneration [MWh]</td> <td>0</td> <td>l13 - Variazione resilienza</td> <td>0</td> <td>l5 [MWh]</td> <td>0</td> <td>l13</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">2030 - Sustainable Transition</th> <th colspan="4">2030 - Distributed Generation</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Benefici monetari</th> <th colspan="2">Val. [M€]</th> <th colspan="2">Monetari</th> <th colspan="2">Val. [M€]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>B1 - SEW</td> <td>6</td> <td>B19</td> <td>7%</td> <td>B1</td> <td>18</td> <td>B19</td> <td>11%</td> </tr> <tr> <td>B2a - Riduzione Perdite</td> <td>32</td> <td>B1</td> <td>11%</td> <td>B2a</td> <td>17</td> <td>B1</td> <td>20%</td> </tr> <tr> <td>B3b - Riduzione ENF</td> <td>0</td> <td>B7</td> <td>21%</td> <td>B3b</td> <td>0</td> <td>B2a</td> <td>20%</td> </tr> <tr> <td>B4 - Costi evitati o differiti</td> <td>0</td> <td>B2a</td> <td>61%</td> <td>B4</td> <td>0</td> <td>B7</td> <td>9%</td> </tr> <tr> <td>B5b - Integrazione rinnovabil</td> <td>0</td> <td>B7</td> <td>21%</td> <td>B5b</td> <td>0</td> <td>B18</td> <td>39%</td> </tr> <tr> <td>B6 - Investimenti evitati</td> <td>0</td> <td>B18</td> <td>34%</td> <td>B6</td> <td>0</td> <td>B7</td> <td>9%</td> </tr> <tr> <td>B7 - Costi evitati MSD</td> <td>11</td> <td>B19</td> <td>7%</td> <td>B7</td> <td>8</td> <td>B18</td> <td>39%</td> </tr> <tr> <td>B13 - Incremento Resilienza</td> <td>0</td> <td>B1</td> <td>11%</td> <td>B13</td> <td>0</td> <td>B19</td> <td>11%</td> </tr> <tr> <td>B16 - Opex Evitati o differiti</td> <td>0</td> <td>B2a</td> <td>61%</td> <td>B16</td> <td>0</td> <td>B1</td> <td>20%</td> </tr> <tr> <td>B18 - Riduzione CO2</td> <td>0</td> <td>B7</td> <td>21%</td> <td>B18</td> <td>34</td> <td>B2a</td> <td>20%</td> </tr> <tr> <td>B19 - Rid. NOx, SOx, PM</td> <td>4</td> <td>B18</td> <td>34%</td> <td>B19</td> <td>10</td> <td>B7</td> <td>9%</td> </tr> <tr> <th colspan="2">Altri benefici non monetari</th> <th colspan="2">Val.</th> <th colspan="2">Altri</th> <th colspan="2">Val.</th> </tr> <tr> <td>l21 - TTC/Zone di mercato [MW]</td> <td>1000</td> <td>l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]</td> <td>0</td> <td>l21 [MW]</td> <td>1000</td> <td>l8 [k ton]</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>l5 - Overgeneration [MWh]</td> <td>0</td> <td>l13 - Variazione resilienza</td> <td>0</td> <td>l5 [MWh]</td> <td>0</td> <td>l13</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>									2025 - Sustainable Transition				2025 - Distributed Generation				Benefici monetari		Val. [M€]		Monetari		Val. [M€]		B1 - SEW	26	B19	25%	B1	20	B19	8%	B2a - Riduzione Perdite	12	B1	20%	B2a	14	B1	21%	B3b - Riduzione ENF	0	B2a	9%	B3b	0	B2a	15%	B4 - Costi evitati o differiti	0	B7	12%	B4	0	B7	9%	B5b - Integrazione rinnovabil	0	B18	34%	B5b	0	B18	46%	B6 - Investimenti evitati	0	B7	12%	B6	0	B7	9%	B7 - Costi evitati MSD	17	B18	34%	B7	9	B18	46%	B13 - Incremento Resilienza	0	B19	25%	B13	0	B19	8%	B16 - Opex Evitati o differiti	0	B1	20%	B16	0	B1	21%	B18 - Riduzione CO2	44	B2a	9%	B18	43	B2a	15%	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	33	B7	12%	B19	8	B7	9%	Altri benefici non monetari		Val.		Altri		Val.		l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	l21 [MW]	1000	l8 [k ton]	0	l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	l5 [MWh]	0	l13	0	2030 - Sustainable Transition				2030 - Distributed Generation				Benefici monetari		Val. [M€]		Monetari		Val. [M€]		B1 - SEW	6	B19	7%	B1	18	B19	11%	B2a - Riduzione Perdite	32	B1	11%	B2a	17	B1	20%	B3b - Riduzione ENF	0	B7	21%	B3b	0	B2a	20%	B4 - Costi evitati o differiti	0	B2a	61%	B4	0	B7	9%	B5b - Integrazione rinnovabil	0	B7	21%	B5b	0	B18	39%	B6 - Investimenti evitati	0	B18	34%	B6	0	B7	9%	B7 - Costi evitati MSD	11	B19	7%	B7	8	B18	39%	B13 - Incremento Resilienza	0	B1	11%	B13	0	B19	11%	B16 - Opex Evitati o differiti	0	B2a	61%	B16	0	B1	20%	B18 - Riduzione CO2	0	B7	21%	B18	34	B2a	20%	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	4	B18	34%	B19	10	B7	9%	Altri benefici non monetari		Val.		Altri		Val.		l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	l21 [MW]	1000	l8 [k ton]	0	l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	l5 [MWh]	0	l13	0
2025 - Sustainable Transition				2025 - Distributed Generation																																																																																																																																																																																																																																																																				
Benefici monetari		Val. [M€]		Monetari		Val. [M€]																																																																																																																																																																																																																																																																		
B1 - SEW	26	B19	25%	B1	20	B19	8%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B2a - Riduzione Perdite	12	B1	20%	B2a	14	B1	21%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B3b - Riduzione ENF	0	B2a	9%	B3b	0	B2a	15%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B4 - Costi evitati o differiti	0	B7	12%	B4	0	B7	9%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B5b - Integrazione rinnovabil	0	B18	34%	B5b	0	B18	46%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B6 - Investimenti evitati	0	B7	12%	B6	0	B7	9%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B7 - Costi evitati MSD	17	B18	34%	B7	9	B18	46%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B13 - Incremento Resilienza	0	B19	25%	B13	0	B19	8%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B16 - Opex Evitati o differiti	0	B1	20%	B16	0	B1	21%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B18 - Riduzione CO2	44	B2a	9%	B18	43	B2a	15%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	33	B7	12%	B19	8	B7	9%																																																																																																																																																																																																																																																																	
Altri benefici non monetari		Val.		Altri		Val.																																																																																																																																																																																																																																																																		
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	l21 [MW]	1000	l8 [k ton]	0																																																																																																																																																																																																																																																																	
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	l5 [MWh]	0	l13	0																																																																																																																																																																																																																																																																	
2030 - Sustainable Transition				2030 - Distributed Generation																																																																																																																																																																																																																																																																				
Benefici monetari		Val. [M€]		Monetari		Val. [M€]																																																																																																																																																																																																																																																																		
B1 - SEW	6	B19	7%	B1	18	B19	11%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B2a - Riduzione Perdite	32	B1	11%	B2a	17	B1	20%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B3b - Riduzione ENF	0	B7	21%	B3b	0	B2a	20%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B4 - Costi evitati o differiti	0	B2a	61%	B4	0	B7	9%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B5b - Integrazione rinnovabil	0	B7	21%	B5b	0	B18	39%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B6 - Investimenti evitati	0	B18	34%	B6	0	B7	9%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B7 - Costi evitati MSD	11	B19	7%	B7	8	B18	39%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B13 - Incremento Resilienza	0	B1	11%	B13	0	B19	11%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B16 - Opex Evitati o differiti	0	B2a	61%	B16	0	B1	20%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B18 - Riduzione CO2	0	B7	21%	B18	34	B2a	20%																																																																																																																																																																																																																																																																	
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	4	B18	34%	B19	10	B7	9%																																																																																																																																																																																																																																																																	
Altri benefici non monetari		Val.		Altri		Val.																																																																																																																																																																																																																																																																		
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0	l21 [MW]	1000	l8 [k ton]	0																																																																																																																																																																																																																																																																	
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0	l5 [MWh]	0	l13	0																																																																																																																																																																																																																																																																	

¹⁰⁸ 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.

5.4. AREA CENTRO NORD

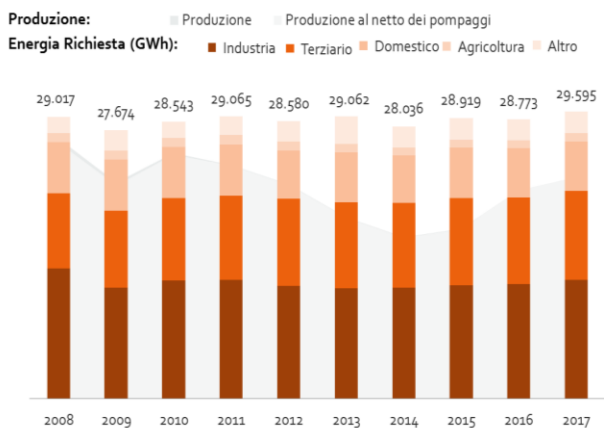


5.4.1. Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

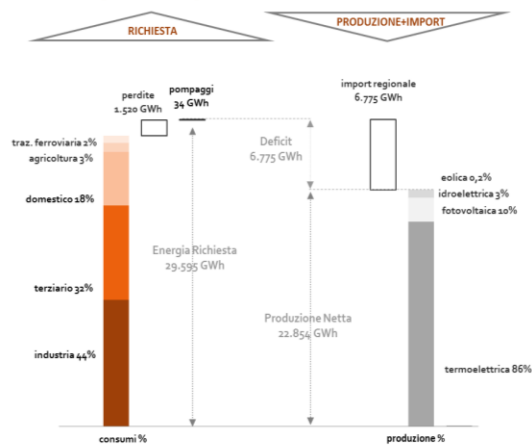
Emilia Romagna

Il fabbisogno di energia elettrica della Regione Emilia-Romagna per l'anno 2017 è stato pari a circa 29,6 TWh, in crescita rispetto all'anno precedente (+2,9%). I consumi regionali sono prevalentemente imputabili ai settori industriale (44%) e terziario (33%), seguiti dal domestico (18%), dall'agricoltura (3%) e dalla trazione ferroviaria (2%).

Emilia Romagna: storico produzione/riciesta



Emilia Romagna: bilancio energetico 2017

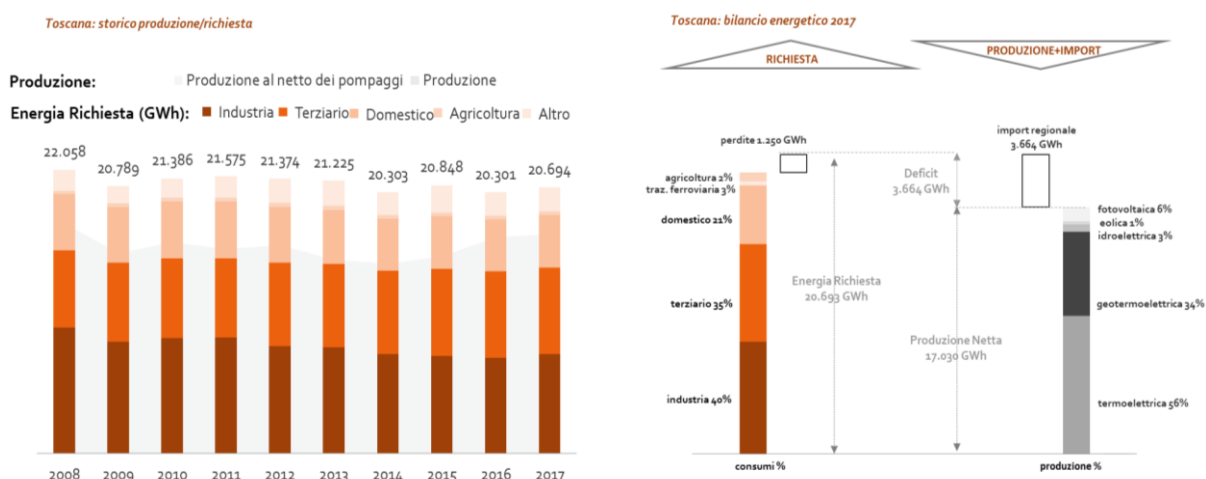


La produzione regionale, che registra un aumento rispetto al 2016 (+6,4%), è caratterizzata dal cospicuo contributo degli impianti termoelettrici, in crescita del 6,9% rispetto all'anno precedente; si registra inoltre il calo della generazione idroelettrica (-18,6%) e l'aumento del contributo da fonte fotovoltaica (+12,4%).

La Regione si conferma deficitaria con un import dalle altre regioni pari a circa 6,8 TWh.

Toscana

Il fabbisogno di energia elettrica della Regione Toscana per l'anno 2017 è stato pari a circa 20,7 TWh, registrando un aumento di circa l'1,9% rispetto all'anno precedente. Nel 2017 il contributo principale alla domanda è fornito dal comparto industriale per il 40%, a fronte del 35% da parte del settore terziario, del 21% per il domestico e del 3% e 2% rispettivamente proveniente dalla trazione ferroviaria e dall'agricoltura.



La produzione netta regionale registra un aumento rispetto al 2016 (+1,5%), principalmente dovuto all'incremento produzione termoelettrica (+5,8%). I volumi di energia prodotti dagli impianti geotermoelettrici risultano pressoché invariati rispetto all'anno precedente (-0,8%), mentre le fonti eolica ed idroelettrica registrano rispettivamente cali di circa il 4,7% e di circa il 36,8% e la generazione fotovoltaica aumenta di circa il 10%. La Regione si conferma deficitaria per circa 3,7 TWh.

5.4.2. Schede Interventi pianificati Area Centro Nord

HVDC Centro Sud / Centro Nord						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP ¹⁰⁹		Identificativo RIP
436-P				338		
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2018				Abruzzo/Marche		Centro Sud/Centro Nord/Nord
Descrizione intervento						
<p>L'analisi delle congestioni sulla sezione critica di mercato Centro Sud – Centro Nord – Nord, attuali e previsionali, ha evidenziato l'esigenza di individuare ulteriori interventi di sviluppo atti a incrementare la capacità di scambio ed a favorire la penetrazione dell'energie rinnovabili ed efficienti presenti nel Sud per trasportarle in sicurezza verso le aree di maggior carico del Centro e del Nord.</p> <p>In particolare, sono già previsti, nel breve/medio periodo, interventi di sviluppo a supporto dell'incremento di capacità su tale sezione critica di rete (432-P) i quali tuttavia potrebbero non garantire la piena fruibilità dell'incremento di capacità previsto. Stante pertanto l'esigenza di intervenire ulteriormente sulla sezione critica nell'orizzonte di Piano, sarà realizzato un nuovo HVDC tra le zone di mercato Centro Sud e Centro Nord funzionale anche a garantire il perseguimento dei totali benefici attesi degli interventi già previsti.</p> <p>L'HVDC 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 e la potenza nominale del collegamento in corrente continua dovrà essere di almeno 1.000 MW.</p> <p>Inoltre, l'analisi degli scenari di sviluppo e la presenza di un parco produttivo in aree elettricamente distanti dal carico potrebbe determinare possibili violazioni delle condizioni di sicurezza del sistema elettrico, soprattutto per quanto riguarda i vincoli di stabilità della tensione/frequenza.</p> <p>La realizzazione del sistema HVDC, in sinergia con gli interventi già previsti sul sistema elettrico, consentirà di incrementare in sicurezza la capacità di trasporto sulle sezioni critiche di rete limitrofe e la stabilità della tensione e della frequenza in una porzione di rete particolarmente critica.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			Lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
432-P						
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		221				10
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
HVDC Villanova - Fano	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	
SE HVDC	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo termine	

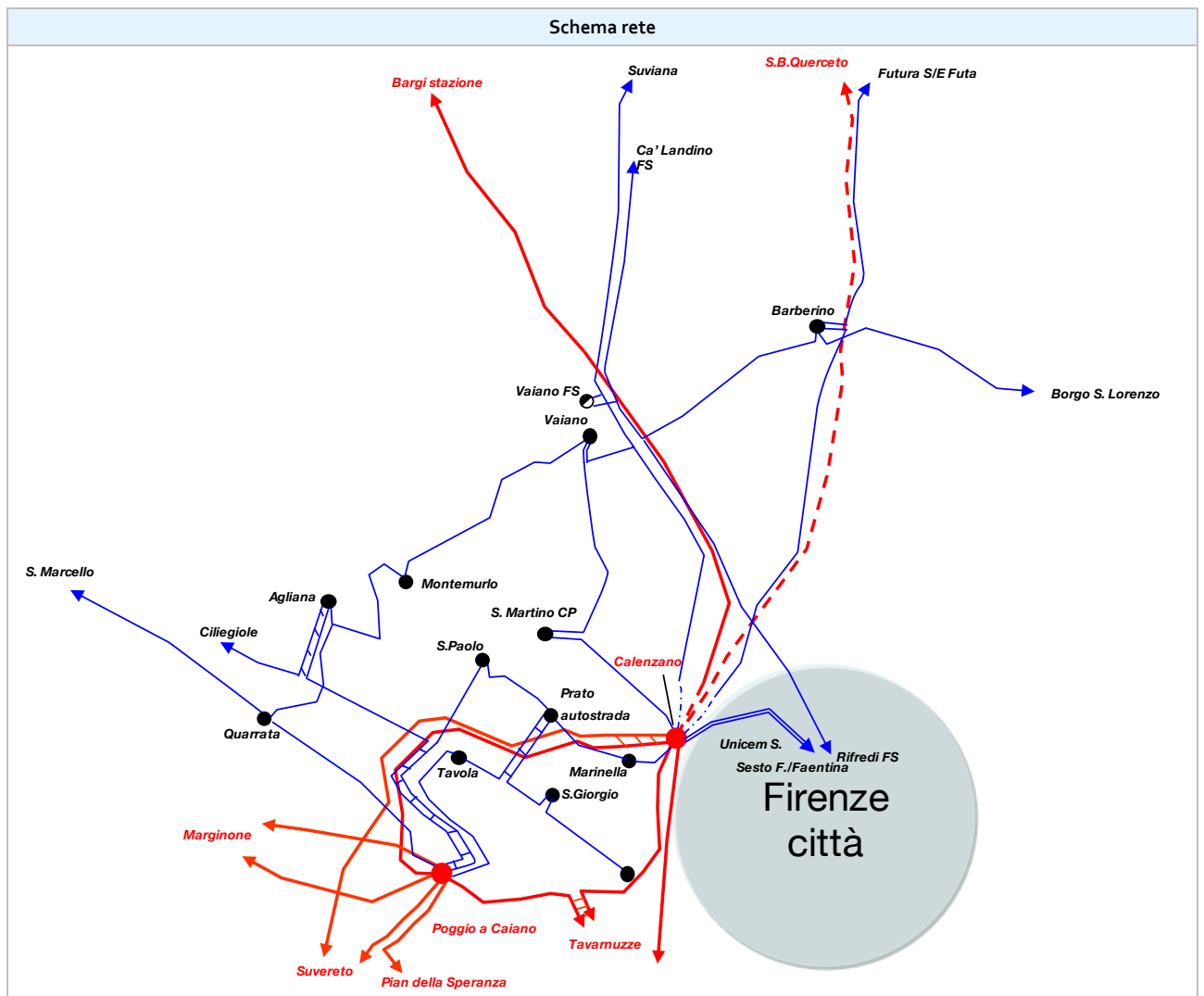
¹⁰⁹ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete, si rimanda al Capitolo 4 del PdS 2019.

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS	1,5	IUS	1,6	IUS	1,5	IUS	1,6
<1 M€ / 1.115 M€ ¹¹⁰	VAN	654 M€	VAN	864 M€	VAN	654 M€	VAN	870 M€
Benefici Totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	0							
B2a - Riduzione Perdite	0							
B3a - Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	0							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	0							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO ₂	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0							
Altri benefici non monetari		Val.			Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	25							
B2a - Riduzione Perdite	2							
B3a - Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	<1							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	74							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO ₂	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0							
Altri benefici non monetari		Val.			Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000-1150	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	26							
B2a	0							
B3a	0							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	66							
B13	0							
B16	0							
B18	0							
B19	2							
Altri		Val.			Val.			
l21 [MW]	1000-1150	l8 [k ton]	0					
l5 [MWh]	0	l13	0					
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	47							
B2a - Riduzione Perdite	0							
B3a - Riduzione ENF	1							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	2							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	86							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO ₂	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0							
Altri benefici non monetari		Val.			Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000-1150	l8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	56							
B2a	0							
B3a	13							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	86							
B13	0							
B16	0							
B18	0							
B19	0							
Altri		Val.			Val.			
l21 [MW]	1000-1150	l8 [k ton]	0					
l5 [MWh]	0	l13	0					

¹¹⁰ Sono in corso studi di prefattibilità.

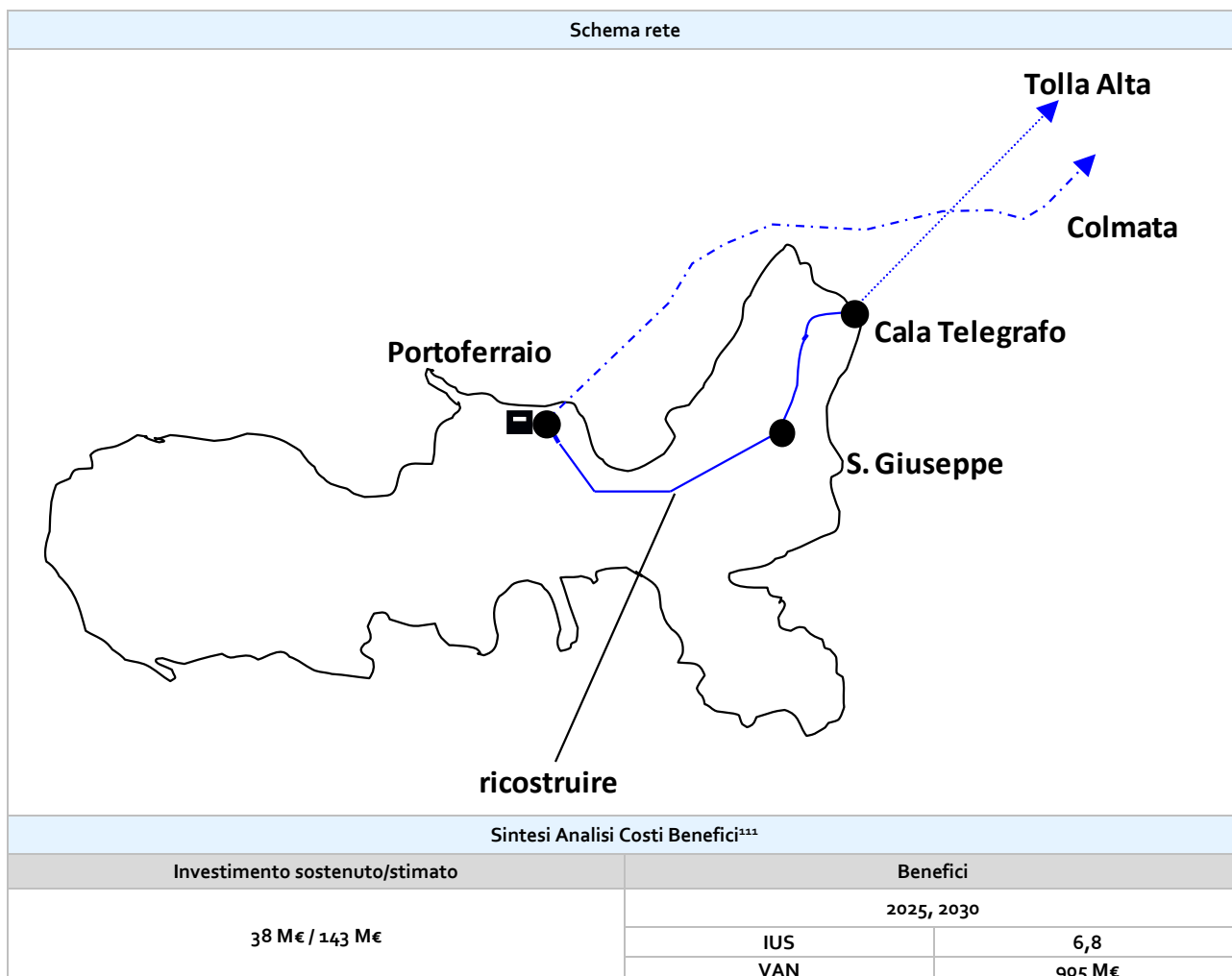
Elettrodotto 380 kV Colunga – Calenzano			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
302-P		33	
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2005		Emilia Romagna/Toscana	Nord/Centro Nord
Descrizione intervento			
<p>Al fine di ridurre 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".</p> <p>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.</p> <p>In aggiunta ai benefici relativi alla risoluzione delle congestioni di rete su una delle sezioni critiche del sistema elettrico nazionale, l'intervento consentirà anche una notevole riduzione delle perdite di rete.</p> <p>Con tale rinforzo di rete infine si ridurranno le congestioni in direzione Sud-Nord che limitano la produzione degli impianti da fonte rinnovabile.</p> <p>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 all'elettrodotto 132 kV Bargi c.le – 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
	2019/2020	lungo termine	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	87	11	2
Dismissione	78	11	2
Dismissione e Realizzazione			

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 380 kV Calenzano - S.B.Querceto - Colunga	Fase 3	Fase 3	29.10.2009 (EL-173)	2019/2020	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.
Stazione 380 kV S.B.Querceto	Fase 3	Fase 3	29.10.2009 (EL-173)	2019/2020	2023	
Stazione 380 kV Calenzano	Fase 2	Fase 2	2009	2019/2020	2023	
Stazione 380 kV Colunga	Fase 2	Fase 2	2009	2019/2020	2023	
Nuova stazione 132 kV (Futa)	Fase 3	Fase 3	29.10.2009 (EL-173)	2019/2020	2023	
Sezionamento automatizzato Vaiano (1)	Fase 2	Fase 2	2018	2020	2021	
Sezionamento automatizzato Vaiano (2)	Fase 2	Fase 2	2019	2021	2022	
Sezionamento automatizzato Firenzuola	Fase 2	Fase 2	2018	2020	2023	
Sezionamento automatizzato Roncobilaccio	Fase 2	Fase 2	2018	2021	2022	
Elettrodotto 132 kV Tavola – Prato Autostrada	Fase 1	Fase 1	2020	2023	lungo termine	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione 380/132 kV Bargi	Fase 1		2023	2028	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Ca' Landino – Roncobilaccio	Fase 1		2023	2028	lungo termine	
Elettrodotto 380 kV Bargi - Calenzano	Fase 3	Fase 2	15.05.2018 (EL-395)	2019/2020	2023	È stata chiusa la conferenza dei servizi con richiesta di rilascio intesa regione.
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1	2023	2028	lungo termine	



Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS	2,2	IUS	1,6	IUS	2,3	IUS	1,8
26 M€ / 188 M€	VAN		VAN		VAN		VAN	
	241 M€		135 M€		262 M€		158 M€	
Benefici Totali di sistema								
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	0							
B2a - Riduzione Perdite	0							
B3a- Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabili	0							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	0							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0							
Altri benefici non monetari		Val.						
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	0							
B2a - Riduzione Perdite	1							
B3a- Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabili	<1							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	12							
B13 - Incremento Resilienza	1							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0							
Altri benefici non monetari		Val.						
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	0							
B2a	<1							
B3a	0							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	8							
B13	1							
B16	0							
B18	<1							
B19	<1							
Altri		Val.						
l21 [MW]	400	l8 [k ton]	0					
l5 [MWh]	0	l13	0					
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	9							
B2a - Riduzione Perdite	1							
B3a- Riduzione ENF	1							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabili	<1							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	21							
B13 - Incremento Resilienza	1							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0							
Altri benefici non monetari		Val.						
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0					
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0					
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	9							
B2a	2							
B3a	1							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	13							
B13	1							
B16	0							
B18	0							
B19	0							
Altri		Val.						
l21 [MW]	400	l8 [k ton]	0					
l5 [MWh]	0	l13	0					

Elettrodotto 132 kV Elba – Continente						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
309-P						RIP 2017
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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" (sul quale sono previsti lavori di adeguamento), 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.</p> <p>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 del nuovo collegamento funzionali anche alla regolazione dei profili di tensione sull'isola.</p> <p>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.</p> <p>Presso l'impianto 380 kV di Suvereto è prevista l'installazione del terzo ATR 380/132 kV. L'intervento consentirà l'immissione in sicurezza sulla RTN della potenza prodotta nei poli produttivi di Larderello e di Piombino.</p> <p>Al fine di garantire il superamento di possibili limitazioni ai poli produttivi interessanti l'area di Piombino e permettere, nel contempo, una migliore flessibilità di esercizio della rete in esame, sarà previsto il collegamento in entra – esce della stazione 132 kV di Popolonia all'elettrodotto "Suvereto – Piombino T.".</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 132 kV Colmata -Portoferraio	Fase 3	Fase 3	29.09.2010 (EL-219)	2020	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.
Elettrodotto 132 kV Portoferraio – S.Giuseppe	Fase 3	Fase 5	2.12.2008 (EL-409 ex EL-75)	2020	2025	In data 02 dicembre 2008 (Dec. Aut. 239/EL – 75/76/2008) è stato autorizzato l'elettrodotto 132 kV "Porto Ferrario – 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.



¹¹¹ 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.

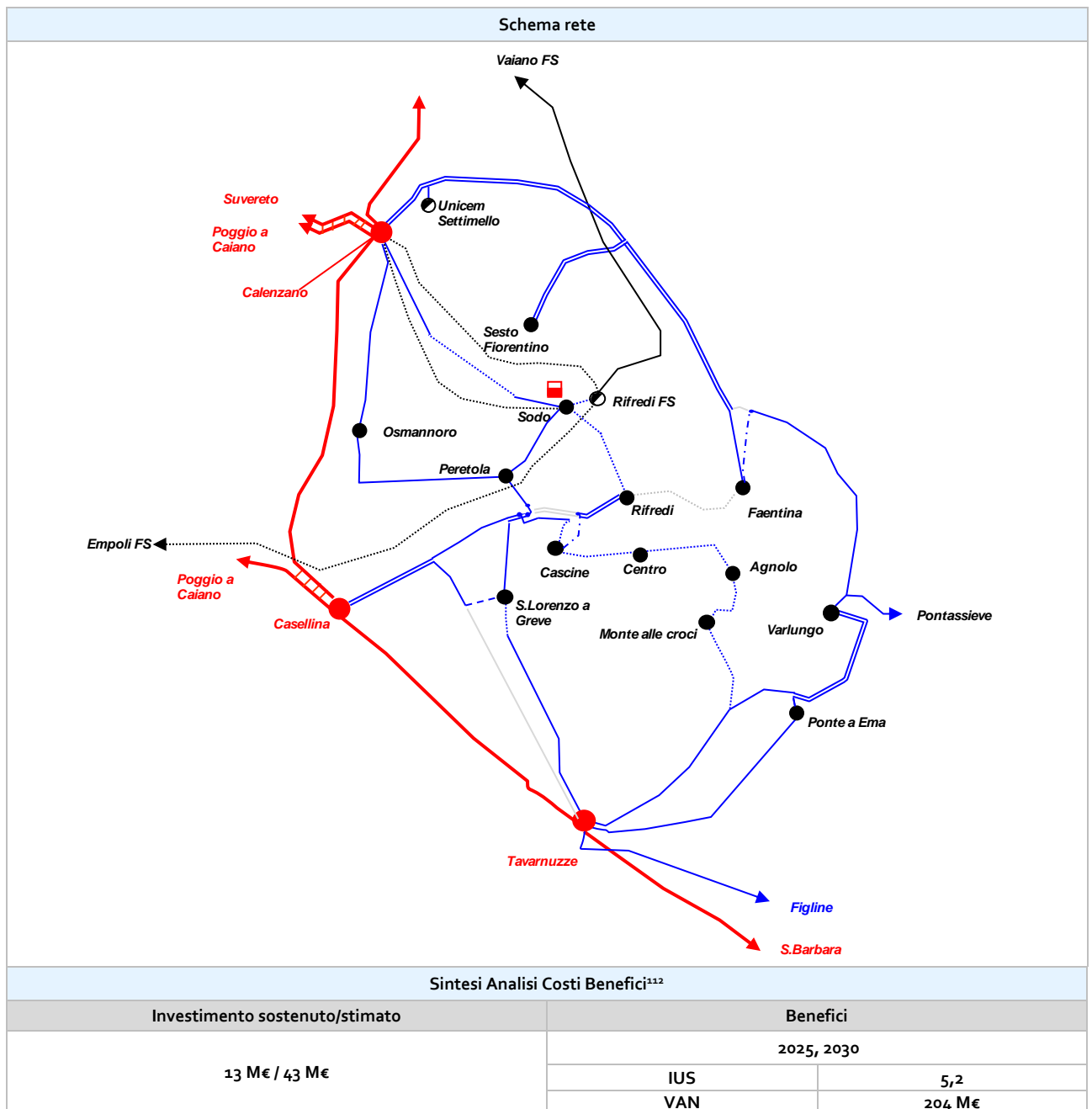
Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
306-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2008		Toscana	Centro Nord
Descrizione intervento			
<p>Per migliorare la qualità del servizio 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.</p> <p>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.ta Mare e Filettole CP – Montuolo all. - Lucca Ronco, sulle quali sono alla previsti interventi di rimozione delle limitazioni. Sarà studiata, inoltre, la possibilità di sfruttare le direttrici Massa FS – Cascina FS e Viareggio FS – Cascina FS.</p> <p>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. <p>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".</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
	2020	2024	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]
Realizzazione	26		
Dismissione	16		1
Dismissione e Realizzazione			

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione 380/132 kV area di Lucca	Fase 3	Fase 3	23.01.2014 (EL-324)	2020	2024	In data 27.07.2016 Terna ha inoltrato al MATTM le controdeduzioni alle 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. In corso l'avvio del procedimento per richiedere l'intervento del Consiglio dei Ministri per superare il contrasto tra i Ministeri.
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2019	2021	2023	
Elettrodotto 132 kV Diecimo – Pian della Rocca	Fase 1	Fase 1	2019	2021	2023	
Elettrodotto 132 kV Pian della Rocca – Fornaci di Barga	Fase 1	Fase 1	2019	2021	2023	
Elettrodotto 132 kV Pescia – Villa Basilica	Fase 1	Fase 1	2019	2021	2023	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
2 M€ / 63 M€	IUS	2,0			IUS	2,0	
	VAN	65 M€			VAN	65 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b - Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		1					
B3b - Riduzione ENF		5					
B4 - Costi evitati o differiti		1					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		2					
B3b - Riduzione ENF		6					
B4 - Costi evitati o differiti		1					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Rete metropolitana di Firenze			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
317-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Inoltre sarà realizzata una direttrice tra gli impianti Sesto Fiorentino, Faentina, Varlungo e Ponte a Ema, eventualmente sfruttando asset esistenti, ovvero rimuovendo le limitazioni di esercizio che oggi limitano la direttrice. Al contempo sono previsti interventi di installazione di dispositivi di sezionamento automatizzato presso le derivazioni rigide.</p> <p>L'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	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		2024	
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	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	13		8
Dismissione	14		7
Dismissione e Realizzazione	3		1

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
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	Fase 5	Fase 4	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 3	Fase 3	10.07.2017 (EL-385)	2020	2024	L'intesa della Regione è stata rilasciata in data 29.05.2018. La conferenza dei servizi si è conclusa, si attende decreto autorizzativo nella prima metà del 2019.
Elettrodotto 132 kV Casellina - Cascine	Fase 3	Fase 3	10.07.2017 (EL-385)	2020	2024	
Elettrodotto 132 kV Casellina - SLGreve	Fase 3	Fase 3	10.07.2017 (EL-385)	2020	2024	
Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - SLGreve	Fase 3	Fase 3	10.07.2017 (EL-385)	2020	2024	
Elettrodotto 132 kV SLGreve - Peretola	Fase 3	Fase 3	10.07.2017 (EL-385)	2020	2024	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 1	Fase 1	2020	2021	2024	
Sezionamenti automatizzati	Fase 1	Fase 1	2020	2022	2024	



¹¹² 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.

Anello 132 kV Riccione - Rimini			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
319-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2009		Emilia Romagna	Nord
Descrizione intervento			
<p>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 ampiamente al di sopra della capacità di trasporto in sicurezza dell'anello 132 kV Riccione – Rimini.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
2019	2024	lungo termine	
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	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	17		6
Dismissione	40		8
Dismissione e Realizzazione	21		2

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 132 kV S.Martino in XX - Riccione	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2028	La nuova programmazione dell'avvio attività nel 2019 ha consentito di trovare le migliori soluzioni tecniche delle infrastrutture sul territorio.
Elettrodotto 132 kV S.Martino in XX - Rimini Condotti	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2028	
Nuovo smistamento 132 kV	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2028	
Riassetto rete 132 kV	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2028	
Elettrodotto 132 kV Rimini Condotti - Rimini Sud	Fase 2	Fase 1	2019	2024	2028	
Elettrodotto 132 kV Rimini Sud - Riccione	Fase 1	Fase 1	2020	2025	Lungo Termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
<1 M€ / 38 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	1,8		IUS	1,8		
	VAN	36 M€		VAN	36 M€		
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW	0						
B2b - Riduzione Perdite	0						
B3b- Riduzione ENF	0						
B4 - Costi evitati o differiti	0						
B5b - Integrazione rinnovabil	0						
B6 - Investimenti evitati	0						
B7 - Costi evitati MSD	0						
B13 - Incremento Resilienza	0						
B16 - Opex Evitati o differiti	0						
B18 - Riduzione CO2	0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW	0						
B2b - Riduzione Perdite	1						
B3b- Riduzione ENF	4						
B4 - Costi evitati o differiti	0						
B5b - Integrazione rinnovabil	0						
B6 - Investimenti evitati	0						
B7 - Costi evitati MSD	0						
B13 - Incremento Resilienza	0						
B16 - Opex Evitati o differiti	0						
B18 - Riduzione CO2	0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1	0						
B2b	0						
B3b	0						
B4	0						
B5b	0						
B6	0						
B7	0						
B13	0						
B16	0						
B18	0						
B19	0						
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW	0						
B2b - Riduzione Perdite	1						
B3b- Riduzione ENF	4						
B4 - Costi evitati o differiti	0						
B5b - Integrazione rinnovabil	0						
B6 - Investimenti evitati	0						
B7 - Costi evitati MSD	0						
B13 - Incremento Resilienza	0						
B16 - Opex Evitati o differiti	0						
B18 - Riduzione CO2	0						
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0						
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1	0						
B2b	0						
B3b	0						
B4	0						
B5b	0						
B6	0						
B7	0						
B13	0						
B16	0						
B18	0						
B19	0						
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Rimozione limitazioni sezione Centro Sud – Centro Nord						
Identificativo PdS	Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
432-P						
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato	
2014			Toscana, Umbria, Abruzzo, Marche		Centro Sud/Centro Nord	
Descrizione intervento						
Al fine di incrementare gli scambi sulla sezione critica Centro Sud - Centro Nord, sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni sugli esistenti elettrodotti 220 kV afferenti ai nodi di S.Barbara, Villanova, Candia e Villavalle 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.						
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.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2020			2026	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	12				1	
Dismissione	13				2	
Dismissione e Realizzazione	443		34		6	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Direttrice 220 kV S.Barbara - Villavalle	Fase 2	Fase 2	2019	2021	2026	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare la migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio.
Direttrice 220 kV Candia - Villanova	Fase 2	Fase 2	2019	2021	2026	
Stazioni S.Barbara, Villavalle, Villanova, Candia	Fase 2	Fase 2	2019	2021	2026	
Rimozione limitazioni rete 132 kV	Fase 2	Fase 2	2019	2020	2026	

Sintesi Analisi Costi Benefici								
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)			
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030	
	IUS	1,9	IUS	1,7	IUS	1,9	IUS	1,8
2 M€ / 71 M€ ¹¹³	VAN	77 M€	VAN	60 M€	VAN	77 M€	VAN	67 M€
	Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	0							
B2b - Riduzione Perdite	0							
B3b- Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	0							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	0							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza		0				
2025 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	5							
B2b - Riduzione Perdite	0							
B3b- Riduzione ENF	<1							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	<1							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	<1							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	150-300	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza		0				
2025 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	0							
B2b	0							
B3b	<1							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	0							
B13	0							
B16	0							
B18	<1							
B19	3							
Altri		Val.		Val.				
l21 [MW]	150-300	l8 [k ton]		0				
l5 [MWh]	0	l13		0				
2030 - Sustainable Transition								
Benefici monetari		Val. [M€]						
B1 - SEW	12							
B2b - Riduzione Perdite	0							
B3b- Riduzione ENF	0							
B4 - Costi evitati o differiti	0							
B5b - Integrazione rinnovabil	<1							
B6 - Investimenti evitati	0							
B7 - Costi evitati MSD	-1							
B13 - Incremento Resilienza	0							
B16 - Opex Evitati o differiti	0							
B18 - Riduzione CO2	0							
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0							
Altri benefici non monetari		Val.		Val.				
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	150-300	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza		0				
2030 - Distributed Generation								
Monetari		Val. [M€]						
B1	12							
B2b	0							
B3b	0							
B4	0							
B5b	<1							
B6	0							
B7	-1							
B13	0							
B16	0							
B18	0							
B19	0							
Altri		Val.		Val.				
l21 [MW]	150-300	l8 [k ton]		0				
l5 [MWh]	0	l13		0				

¹¹³ I costi si riferiscono agli interventi 305-P e 432-P.

Rete AT di Arezzo			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
305-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2009		Toscana	Centro Nord
Descrizione intervento			
L'area di carico compresa fra le stazioni in AAT di S.Barbara, Arezzo C e Pian della Speranza presenta alcune criticità di esercizio in sicurezza della rete. Alla luce di tali criticità saranno realizzati i seguenti lavori: <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. Inoltre, per migliorare i profili di tensione, è prevista l'installazione di una batteria di condensatori 220 kV presso la Stazione 220 kV di Arezzo C, che sarà ricostruita in doppia sbarra.			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		2028	
Interdipendenze o 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	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione			
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	57	8	6

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione 220 kV Arezzo C (batteria condensatori)	compl.	compl.	2015	2015	2015	
Stazione 220 kV Arezzo C (ricostruzione doppia sbarra)	Fase 1	Fase 1	2019	2019	2022	
Elettrodotto 132 kV S.Barbara – Montevarchi – Levane – La Penna – Arezzo C	Fase 1	Fase 1	2020	2023	2028	
Elettrodotto 132 kV Arezzo C – Arezzo A	Fase 1	Fase 1	2020	2023	2028	
Elettrodotto 132 kV Arezzo C – Arezzo B	Fase 1	Fase 1	2020	2023	2028	
Elettrodotto 132 kV Arezzo A – Arezzo B	Fase 1	Fase 1	2020	2023	2028	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 7 M€						

Interconnessione Sardegna – Corsica – Italia (Sa.Co.I.3)															
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP ¹¹⁴		Identificativo RIP									
301 - P		2.4		299											
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ¹¹⁵									
2011				Sardegna/Toscana		Sardegna/Centro Nord									
Descrizione intervento															
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: <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. Il nuovo collegamento premetterà, anche 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. 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 Sardo. Saranno valutati anche interventi finalizzati a razionalizzare la porzione di rete afferente al nodo di Suvereto.															
Finalità intervento					Obiettivo intervento										
Decarbonisation		Security of supply			Integrazione FER		Qualità del Servizio								
					Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA								
Market Efficiency		Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza								
					Integrazione RFI		Transizione Energetica								
Previsione tempistica Intervento															
Avvio attività			Avvio cantieri			Completamento									
			2022			2024									
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 SACOI. 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															
Attività		I22 [km]			I23 [km]		I24 [km]								
Realizzazione															
Dismissione															
Dismissione e Realizzazione		505			164		2								
Avanzamento opere principali															
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)									
	PdS '19	PdS '18													
Interconnessione HVDC Sardegna – Corsica - Italia	Fase 2	Fase 2	2017	2022	2024	Presentata istanza al MiSE nel 2017 per consentire l'avvio della consultazione pubblica ai sensi del regolamento 347/2013. L'avvio procedimento autorizzativo, riprogrammato nel 2019, si è reso necessario per consentire la condivisione delle soluzioni tecniche con il territorio. Si sono svolti anche Open Day nel corso del 2018.									
Sintesi Analisi Costi Benefici															
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base					Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)									
	Scenario ST 2025, 2030			Scenario DG 2025, 2030		Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030							
	IUS		5,7	IUS		2,7	IUS		6,3	IUS		3,7			
VAN		3.401 M€		VAN		1.201 M€		VAN		3.868 M€		VAN		1.937 M€	

¹¹⁴ In merito alle analisi effettuate in ambito europeo, congiuntamente con gli altri gestori di rete, si rimanda al Capitolo 4 del PdS 2019.

¹¹⁵ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

¹¹⁶ A fronte del rifacimento del SACOI 3, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, EDF verserà un contributo pari a 20 M€/anno a partire dalla data di completamento del progetto, valorizzato nell'indicatore B16. In merito ad altri contributi europei, non ci sono ne' misure ne' certezze in merito.

Benefici Totali di sistema

2020 - Best Estimation			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		0	
B2a - Riduzione Perdite		0	
B3a - Riduzione ENF		0	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		0	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		0	
B18 - Riduzione CO2		0	
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		14	
B2a - Riduzione Perdite		1	
B3a - Riduzione ENF		29	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		<1	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		68	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		20	
B18 - Riduzione CO2		0	
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1		13	
B2a		0	
B3a		63	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		79	
B13		0	
B16		20	
B18		9	
B19		28	
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	400	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

2030 - Sustainable Transition			
Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW		24	
B2a - Riduzione Perdite		9	
B3a - Riduzione ENF		205	
B4 - Costi evitati o differiti		0	
B5b - Integrazione rinnovabil		0	
B6 - Investimenti evitati		0	
B7 - Costi evitati MSD		59	
B13 - Incremento Resilienza		0	
B16 - Opex Evitati o differiti		20	
B18 - Riduzione CO2		0	
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		12	
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	400	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2030 - Distributed Generation			
Monetari		Val. [M€]	
B1		29	
B2a		3	
B3a		54	
B4		0	
B5b		0	
B6		0	
B7		31	
B13		0	
B16		20	
B18		8	
B19		17	
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	400	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Elettrodotto 220 kV Colunga - Este						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
307-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2001				Emilia Romagna		Centro Nord
Descrizione intervento						
Per migliorare l'affidabilità della rete AT presente nel territorio compreso tra Ferrara e Bologna, il tratto a Sud di Ferrara della ex linea a 220 kV "Colunga – Este" declassata a 132 kV verrà raccordato ai seguenti impianti: <ul style="list-style-type: none"> • alla CP di Ferrara Sud, mediante la realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV; • alla CP di Altedo, mediante prolungamento degli attuali raccordi alla linea a 132 kV "Ferrara Sud – Colunga"; • alla sezione a 132 kV della stazione di Colunga. Al fine di consentire l'esercizio in sicurezza della direttrice 132 kV "Colunga – Ferrara Focomorto", ove è anche inserita la centrale Centro Energia Ferrara, sarà ricostruito l'elettrodotto a 132 kV "Centro Energia – Ferrara Sud", prevedendo anche il superamento della derivazione rigida presente. I tronchi di linea non più utilizzati saranno demoliti successivamente alla realizzazione dei suddetti interventi.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione temporistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2020			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		19				3
Dismissione		65		1		8
Dismissione e Realizzazione		28				
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 132 kV Ferrara Sud – Centro Energia	Fase 3	Fase 3	10.06.2011 (EL-240)	2020	2023	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.
Elettrodotto 132 kV Ferrara Sud – Altedo	Fase 3	Fase 3	10.06.2011 (EL-240)	2020	2023	
Elettrodotto 132 kV Colunga – Altedo	Fase 3	Fase 3	10.06.2011 (EL-240)	2020	2023	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Razionalizzazione rete AT	Fase 1	Fase 1	2020	lungo termine	lungo termine	
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	Delibera 579/2017	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.</p> <p>Nell'ottica di preservare la sicurezza di esercizio locale ed adeguare il livello di qualità del servizio agli standard attuali, l'intervento di sviluppo consta di due fasi.</p> <p>Prioritariamente si prevede l'installazione, in luogo dell'esistente macchina 220/132 kV presente in impianto, di 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.</p> <p>Successivamente, al fine di realizzare migliori e adeguati livelli di sicurezza e continuità del servizio sulla porzione di rete in argomento, si prevede la realizzazione di una nuova stazione di smistamento 132 kV in area Collesalveti raccordata agli elettrodotti 220 kV "Livorno Marzocco – Marginone" (declassato), 132 kV "Guasticce – Cascina", 132 kV "Guasticce – Pisa P.M." e 132 kV "Guasticce – Acciaiole". Presso la nuova stazione è prevista l'installazione di una batteria di condensatori da 54 MVAR.</p> <p>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.</p> <p>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 3° 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.</p> <p>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.</p> <p>Sono inoltre previste attività di rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Larderello-Saline.</p> <p>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.</p> <p>Infine, in aggiunta alle suddette attività, si provvederà a rimuovere le limitazioni presenti sulla linea 132 kV "Guasticce-Cascina".</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
		lungo termine	
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	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	1		1
Dismissione	1		
Dismissione e Realizzazione	18	4	

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione 380 kV Marginone	compl.	compl.	2014	2014	2017	
Nuova stazione 132 kV Collesalvetti	Fase 5	Fase 4	02.02.2015 (EL 343)	2018	2020/2021	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 2	Fase 2	2018	2019	2023	
Elettrodotto 132 kV Guasticce - Cascina	Fase 5	Fase 5	2014	2014	2023	
Elettrodotto 132 kV Larderello - Saline	Fase 1	Fase 1	2020	lungo termine	lungo termine	
Avanzamento altre opere						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Riassetto Livorno Est	Fase 4	Fase 3	16.05.2017 (EL-376)	2018	2020	In data 18.10.2018 è stato autorizzato l'intervento.
Raccordo Livorno RFI	Fase 2	Fase 2	2019	2022	2025	
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1	2020	lungo termine	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici																
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)											
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030											
17 M€ / 40 M€	IUS	1,5			IUS	1,5										
	VAN	24 M€			VAN	24 M€										
Benefici Totali di sistema																
2020 - Best Estimation																
Benefici monetari		Val. [M€]														
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW	o														
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite	o														
<input type="checkbox"/>	B3b- Riduzione ENF	o														
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti	o														
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	o														
<input type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati	o														
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD	o														
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza	o														
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti	o														
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO ₂	o														
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM	o														
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.										
<input type="checkbox"/>	I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	<input type="checkbox"/>	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>									
<input type="checkbox"/>	I5 - Overgeneration [MWh]	<input type="checkbox"/>	I13 - Variazione resilienza	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>									
2025 - Sustainable Transition																
Benefici monetari		Val. [M€]														
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW	o														
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite	o														
<input checked="" type="checkbox"/>	B3b- Riduzione ENF	1														
<input checked="" type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti	3														
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	o														
<input type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati	o														
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD	o														
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza	o														
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti	o														
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO ₂	o														
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM	o														
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.										
<input type="checkbox"/>	I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	<input type="checkbox"/>	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>									
<input type="checkbox"/>	I5 - Overgeneration [MWh]	<input type="checkbox"/>	I13 - Variazione resilienza	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>									
<table border="1"> <caption>Data for 2025 Sustainable Transition Pie Chart</caption> <thead> <tr> <th>Beneficio</th> <th>Valore (M€)</th> <th>Percentuale</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>B4 - Costi evitati o differiti</td> <td>3</td> <td>68%</td> </tr> <tr> <td>B3b- Riduzione ENF</td> <td>1</td> <td>32%</td> </tr> </tbody> </table>								Beneficio	Valore (M€)	Percentuale	B4 - Costi evitati o differiti	3	68%	B3b- Riduzione ENF	1	32%
Beneficio	Valore (M€)	Percentuale														
B4 - Costi evitati o differiti	3	68%														
B3b- Riduzione ENF	1	32%														
2025 - Distributed Generation																
Monetari		Val. [M€]														
<input type="checkbox"/>	B1	o														
<input type="checkbox"/>	B2b	o														
<input type="checkbox"/>	B3b	o														
<input type="checkbox"/>	B4	o														
<input type="checkbox"/>	B5b	o														
<input type="checkbox"/>	B6	o														
<input type="checkbox"/>	B7	o														
<input type="checkbox"/>	B13	o														
<input type="checkbox"/>	B16	o														
<input type="checkbox"/>	B18	o														
<input type="checkbox"/>	B19	o														
Altri		Val.		Val.		Val.										
<input type="checkbox"/>	I21 [MW]	<input type="checkbox"/>	I8 [k ton]	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>									
<input type="checkbox"/>	I5 [MWh]	<input type="checkbox"/>	I13	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>									
2030 - Sustainable Transition																
Benefici monetari		Val. [M€]														
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW	o														
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite	o														
<input checked="" type="checkbox"/>	B3b- Riduzione ENF	1														
<input checked="" type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti	3														
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	o														
<input type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati	o														
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD	o														
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza	o														
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti	o														
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO ₂	o														
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NO _x , SO _x , PM	o														
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.										
<input type="checkbox"/>	I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	<input type="checkbox"/>	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>									
<input type="checkbox"/>	I5 - Overgeneration [MWh]	<input type="checkbox"/>	I13 - Variazione resilienza	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>									
<table border="1"> <caption>Data for 2030 Sustainable Transition Pie Chart</caption> <thead> <tr> <th>Beneficio</th> <th>Valore (M€)</th> <th>Percentuale</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>B4 - Costi evitati o differiti</td> <td>3</td> <td>68%</td> </tr> <tr> <td>B3b- Riduzione ENF</td> <td>1</td> <td>32%</td> </tr> </tbody> </table>								Beneficio	Valore (M€)	Percentuale	B4 - Costi evitati o differiti	3	68%	B3b- Riduzione ENF	1	32%
Beneficio	Valore (M€)	Percentuale														
B4 - Costi evitati o differiti	3	68%														
B3b- Riduzione ENF	1	32%														
2030 - Distributed Generation																
Monetari		Val. [M€]														
<input type="checkbox"/>	B1	o														
<input type="checkbox"/>	B2b	o														
<input type="checkbox"/>	B3b	o														
<input type="checkbox"/>	B4	o														
<input type="checkbox"/>	B5b	o														
<input type="checkbox"/>	B6	o														
<input type="checkbox"/>	B7	o														
<input type="checkbox"/>	B13	o														
<input type="checkbox"/>	B16	o														
<input type="checkbox"/>	B18	o														
<input type="checkbox"/>	B19	o														
Altri		Val.		Val.		Val.										
<input type="checkbox"/>	I21 [MW]	<input type="checkbox"/>	I8 [k ton]	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>									
<input type="checkbox"/>	I5 [MWh]	<input type="checkbox"/>	I13	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>									

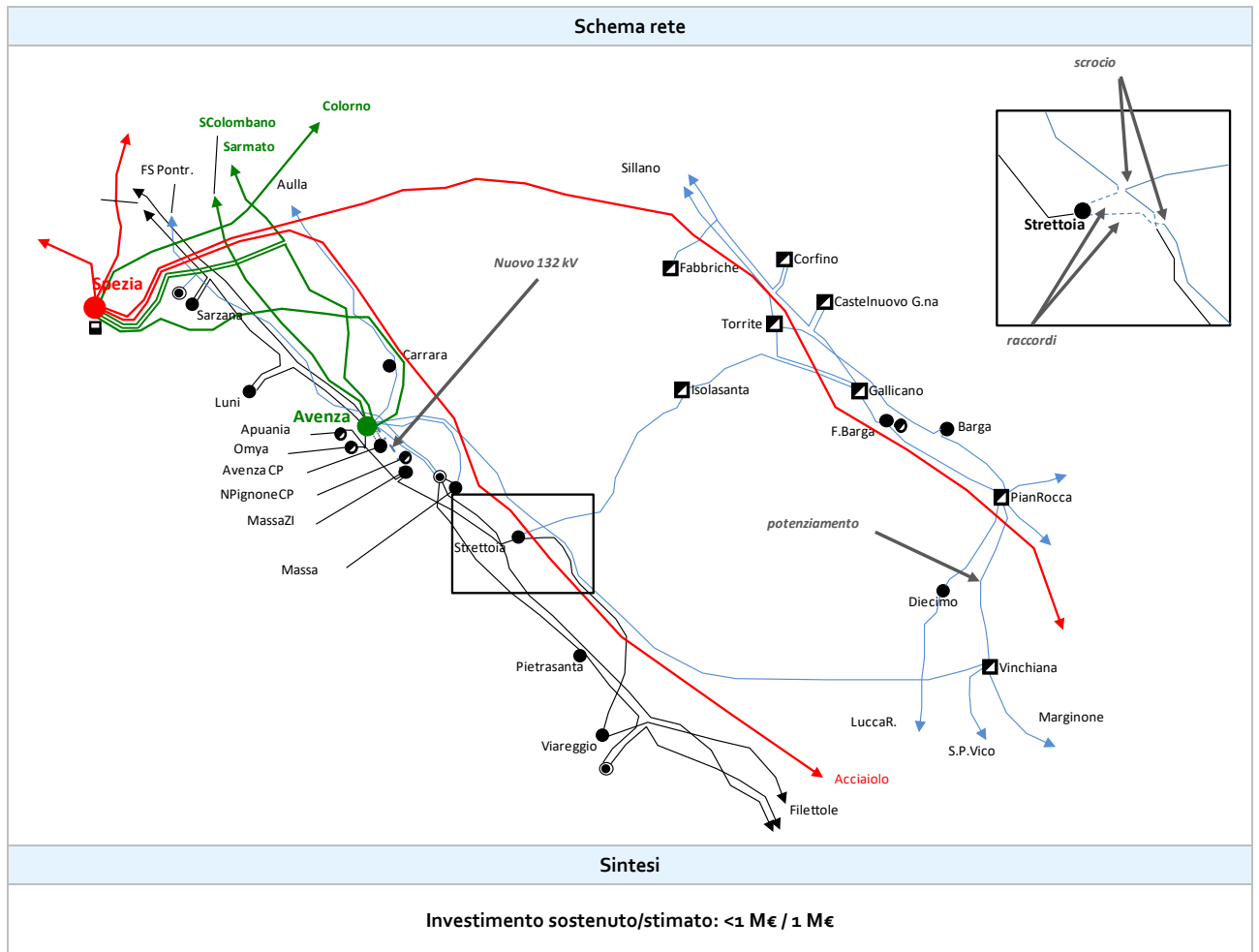
Rete 132 kV tra Borgonovo, Salsominore e Borgotaro						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
310-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2003				Emilia Romagna		Nord
Descrizione intervento						
Tenuto conto 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, sarà realizzato un riassetto rete che include il declassamento a 132 kV di un tratto dell'elettrodotto 220 kV Avenza – Sarmato per realizzare un collegamento 132 kV Bedonia – La Spezia.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2024			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		20				
Dismissione		66		2		
Dismissione e Realizzazione		5 ⁶		2		
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 132 kV Bedonia – La Spezia (fase 1)	Fase 1	Fase 1	2019	2024	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Bedonia – Bardi – Borgotaro (fase 2)	Fase 1	Fase 1	2019	2024	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Salsominore – Borgonovo (fase 2)	Fase 1	Fase 1	2019	2024	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Borgonovo – Bedonia (fase 2)	Fase 1	Fase 1	2019	2024	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 4 M€ / 14 M€						

Elettrodotto 132 kV Grosseto FS – Orbetello FS						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
311-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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.</p> <p>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.</p> <p>Sulla medesima porzione di rete 132 kV è, inoltre, previsto il superamento dell'attuale 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			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
		2024			lungo termine	
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		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		44				
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 132 kV Grosseto FS-Grosseto Sud, Grosseto Sud-Montiano e Orbetello FS-Montiano	Fase 1	Fase 1	2019	2025	lungo termine	
Raccordo 132 kV all'elettrodotto "Piancastagnaio 2 – Acquapendente – Piancastagnaio 3"	Fase 3	Fase 3	12.12.2013 (EL 320)	2018	2019	In data 20.10.2015 è stata autorizzata l'opera
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 14 M€						

Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza – Farinello – Larderello						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
312-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2001				Toscana		Centro Nord
Descrizione intervento						
La direttrice di trasmissione a 132 kV Pian della Speranza – Farinello – Larderello, con capacità di trasporto limitata, è interessata costantemente dal transito di potenza dalle centrali geotermoelettriche di Larderello all'area di carico di Siena. Pertanto, al fine di garantire un adeguato livello di sicurezza ed economicità di esercizio, è prevista la ricostruzione della citata direttrice. 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).						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2025			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Correlazione con intervento 313-P						
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	23					
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza – Farinello – Larderello	Fase 1	Fase 1	2019	2025	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 6 M€						

Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – Larderello							
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
313-P							
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato	
2001				Toscana		Centro Nord	
Descrizione intervento							
<p>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, attualmente fuori servizio, verrà declassata a 132 kV, raccordata alla stazione di Tavarnuzze e collegata a Larderello, previa realizzazione del relativo raccordo a 132 kV e degli interventi funzionali ad incrementare la resilienza. Per reperire gli spazi di accesso a Larderello, verrà modificato l'assetto dei raccordi di alcune linee a 132 kV afferenti alla stazione.</p> <p>Inoltre, al fine di meglio utilizzare la potenza prodotta dal polo geotermoelettrico 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".</p> <p>Sarà, quindi, ricostruito il tratto di accesso a Poggibonsi della nuova linea 132 kV "Tavarnuzze – Poggibonsi".</p> <p>L'attività per il collegamento a Tavarnuzze della ex linea "Tavarnuzze – S. Dalmazio" è inserita nel Protocollo d'Intesa per la centrale termoelettrica di S. Barbara (sottoscritto da Regione Toscana ed Enel SpA in data 28/02/2000) e correlato all'intervento elettrodotto 380 kV "Casellina – Tavarnuzze – S. Barbara".</p>							
Finalità intervento				Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
				Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento							
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento		
					lungo termine		
Interdipendenze o correlazione							
Con altre opere				Da accordi con terzi			
Impatti territoriali							
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione							
Dismissione							
Dismissione e Realizzazione		66		1		1	
Avanzamento opere principali							
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)	
	PdS '19	PdS '18					
Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - S.Dalmazio	compl.	compl.	2013	2013	2013		
Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - Poggibonsi	Fase 1	Fase 1	2019	2025	lungo termine		
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		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2011		Tab. 1		Toscana		Centro Nord
Descrizione intervento						
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. E' prevista la realizzazione di 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:						
<ul style="list-style-type: none"> • elettrodotto 132 kV Avenza – Strettoia; • elettrodotto 132 kV Vinchiana – Strettoia; • elettrodotto 132 kV Isola Santa – Viareggio. 						
Saranno, altresì, rimosse le eventuali limitazioni ai collegamenti sopra indicati, prevedendo eventualmente riassetti di rete finalizzati alla rimozione delle esistenti derivazioni rigide						
Anche alla luce di richieste puntuali di incremento di potenza di utenti di consumo, assieme al nuovo assetto di rete si rende necessario realizzare 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 interventi di rimozione limitazioni sulla porzione di rete ex RFI tra Avenza – Massa ZI - Strettoia. Successivamente, saranno rimosse le limitazioni ed effettuati gli interventi di incremento della resilienza sull' elettrodotto 132 kV Vinchiana – Pian Rocca.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
					2024	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		2				
Dismissione		3				
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Raccordi 132 kV CP Strettoia	Fase 4	Fase 3	16.2.2016 (EL-366)	2019	2021	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 1	Fase 1	2019	2021	2023	
Elettrodotto 132 kV Avenza – Massa ZI - Strettoia	Fase 1	Fase 1	2019	2021	2024	



Riassetto di Ferrara			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
318-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	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.</p> <p>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. <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.</p> <p>Contestualmente, è previsto il ripristino del collegamento in doppia terna 132 kV Centro Energia – Ferrara ZI.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
2020	2025	lungo termine	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	2		2
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione			

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione 380 kV Ferrara Nord	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	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	2020	2025	lungo termine	
Nuovo elettrodotto 132 kV Ferrara Nord – Ferrara Sud – der. Aranova	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Ferrara Cassana – Ferrara Nord	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Ferrara Nord – Ferrara ZI	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Centro Energia – Ferrara ZI	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Elettrodotti 132 kV Ferrara F. – Ferrara ZI e Ferrara F. Portomaggiore	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali		
< 1 M€ / 23 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	2,9			IUS	2,9	
	VAN	51 M€			VAN	51 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza		0			
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		1					
B3b- Riduzione ENF		3					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza		0			
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]		0			
l5 [MWh]	0	l13		0			
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		2					
B3b- Riduzione ENF		3					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]		0			
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza		0			
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]		0			
l5 [MWh]	0	l13		0			

Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
320-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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 Srl) 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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		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		18				
Dismissione		4				
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Razionalizzazione 132 kV Reggio Emilia	Fase 2	Fase 2	2019	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 Castelnovo di Sotto-Mancasale	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2028	
Elettrodotto 132 kV Mancasale-Reggio Nord"	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2028	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
5 M€ / 29 M€	IUS	4,8			IUS	5,0	
	VAN	119 M€			VAN	126 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		10					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		<1					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		10					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		<1					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Rete AT area di Modena			
Identificativo PdS	Identificativo PCI	Identificativo TYNDP	Identificativo RIP
323-P			
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017	Regioni interessate	Zone di Mercato
2008		Emilia Romagna	Nord
Descrizione intervento			
<p>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.</p> <p>Saranno ammazzerati gli attuali collegamenti in doppia terna 132 kV S. Damaso – Modena Crocetta, rendendo disponibile uno stallo 132 kV funzionale al nuovo collegamento.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>			
Finalità intervento		Obiettivo intervento	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri		Completamento
	2019		lungo termine
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	3		1
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	36	1	4

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo elettrodotto 132 kV Modena Nord – Modena Est - Modena Crocetta	Fase 4	Fase 3	19.10.2017 (EL-250)	2019	2022	Il progetto in autorizzazione è stato modificato su richiesta degli EE.LL. Consegnate integrazioni al MiSE il 15/02/2016.
Elettrodotto 132 kV S.Damaso – Modena Crocetta	Fase 4	Fase 3	19.10.2017 (EL-250)	2020	2022	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.
Adeguamento/ampliamento CP						
Elettrodotto 132 kV Rubiera - Sassuolo	Fase 1	Fase 1	2020	2024	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Sassuolo - Pavullo	Fase 1	Fase 1	2020	2024	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
2 M€ / 23 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	2,6			IUS	2,6	
	VAN	41 M€			VAN	41 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		4					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
				<p>B3b 100%</p>			
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		4					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
				<p>B3b 100%</p>			
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Elettrodotto 132 kV Laguna - Faenza						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
327-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2024			lungo termine	
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		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		14				
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 132 kV Laguna - Faenza	Fase 1	Fase 1	2019	2024	lungo termine	La programmazione dell'intervento è successiva alla realizzazione della CP Salice 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		Delibera 579/2017		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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione 380 kV Colunga (condensatori)	Fase 2	Fase 2	2019	2021	2024	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 1 M€						

Stazione 380/132 kV Larderello						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
345-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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 Larderello ed una integrazione con gli impianti Rete Srl (ex RFI).						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			lungo termine	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione 380/132 kV Larderello	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
o M€ / 21 M€	IUS	10,1			IUS	10,1	
	VAN	241 M€			VAN	241 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		12					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		18					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Stazione 220 kV Colorno						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
346-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2018				Emilia Romagna		
Descrizione intervento						
<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Inoltre, sono stati valutati opportuni interventi di riassetto rete AT funzionali a incrementare la magliatura con la rete ex RFI (doppia terna 132 kV Fiorenzuola AV – Beneceto AV/Parma FS – Villa Cadè FS) e garantire un miglior assetto ad isole di esercizio con l'obiettivo di incrementare la sicurezza, la resilienza e l'affidabilità di alimentazione degli impianti RFI.</p> <p>Non si esclude la realizzazione di nuovi impianti o nuove connessioni agli impianti esistenti.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2026			lungo termine	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Stazione 220/132 kV Colorno	Fase 1	Fase 1	2021	2026	lungo termine	
Riassetto rete AT	Fase 1	Fase 1	2021	2026	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/ 8 M€						

Stazione 220 kV Avenza							
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
335-P							
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
				Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento							
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento		
		2020			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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)	
	PdS '19	PdS '18					
Stazione Avenza 220 kV	Fase 4	Fase 4	2017	2020	2022		
Sintesi							
Investimento sostenuto/stimato: 5 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	Delibera 579/2017	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.</p> <p>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.</p> <p>Inoltre, con l'obiettivo di garantire una terza via di alimentazione alla CP Contavalli e 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.</p> <p>In tale contesto, si valuterà il declassamento a 132 kV del 220 kV Colunga – Bussolengo, opportunamente collegata alla rete 132 kV oltre ad interventi di rimozione limitazioni.</p> <p>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 tratto di linea non più funzionali.</p> <p>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.</p> <p>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	
Decarbonisation	Security of supply	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento			
Avvio attività	Avvio cantieri	Completamento	
	2019	lungo termine	
Interdipendenze o correlazione			
Con altre opere		Da accordi con terzi	
		Dipendenza da accordi con distributore locale	
Impatti territoriali			
Attività	l22 [km]	l23 [km]	l24 [km]
Realizzazione	16		5
Dismissione	51		4
Dismissione e Realizzazione	63	2	10

Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 132 kV Giardini M. – S.Donato	Fase 2	Fase 1	2020	2025	lungo termine	È stato attivato un primo tavolo tecnico di concertazione con la Regione e gli EE.LL. interessati.
Raccordo 132 kV der. S.Viola	Fase 2	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Stazione 380 kV Martignone	Fase 2	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Stazione 380 kV Colunga	Fase 2	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Riassetto rete AT	Fase 2	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Riassetto rete 132 kV Martignone - Castelmaggiore	Fase 2	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Riassetto rete 132 kV Martignone – Beverara RFI – Bologna N	Fase 2	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Riassetto rete 132 kV Colunga – Grizzana RT	Fase 2	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Sezionamento automatizzato Grizzana	Fase 3	Fase 2	2018	2019	2023	
Interventi rimozione limitazioni	Fase 2	Fase 1	2020	2025	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
<1 M€ / 29M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	7,7		IUS	7,8		
	VAN	245 M€		VAN	248 M€		
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		3					
B3b- Riduzione ENF		13					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		5					
B3b- Riduzione ENF		13					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Rete 132 kV tra Romagna e Toscana						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
337-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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 tra S. 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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		42		2		5
Dismissione		21		2		
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotti 132 kV Faenza – Modigliana – Predappio – I. Ridracoli – Quarto – Talamello e nuova trasversale 132 kV	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	Le opere completate nel 2015 richiedono ulteriori interventi finalizzati all'incremento della resilienza.
Stazione 380 kV S. Martino XX	Fase 2	Fase 2	2020	2025	lungo termine	
Riassetto rete 132 kV S. Martino XX - Talamello	Fase 2	Fase 2	2020	2025	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
< 1 M€ / 35 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	2,9			IUS	2,9	
	VAN	84 M€			VAN	84 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		2					
B3b- Riduzione ENF		6					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		3					
B3b- Riduzione ENF		6					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

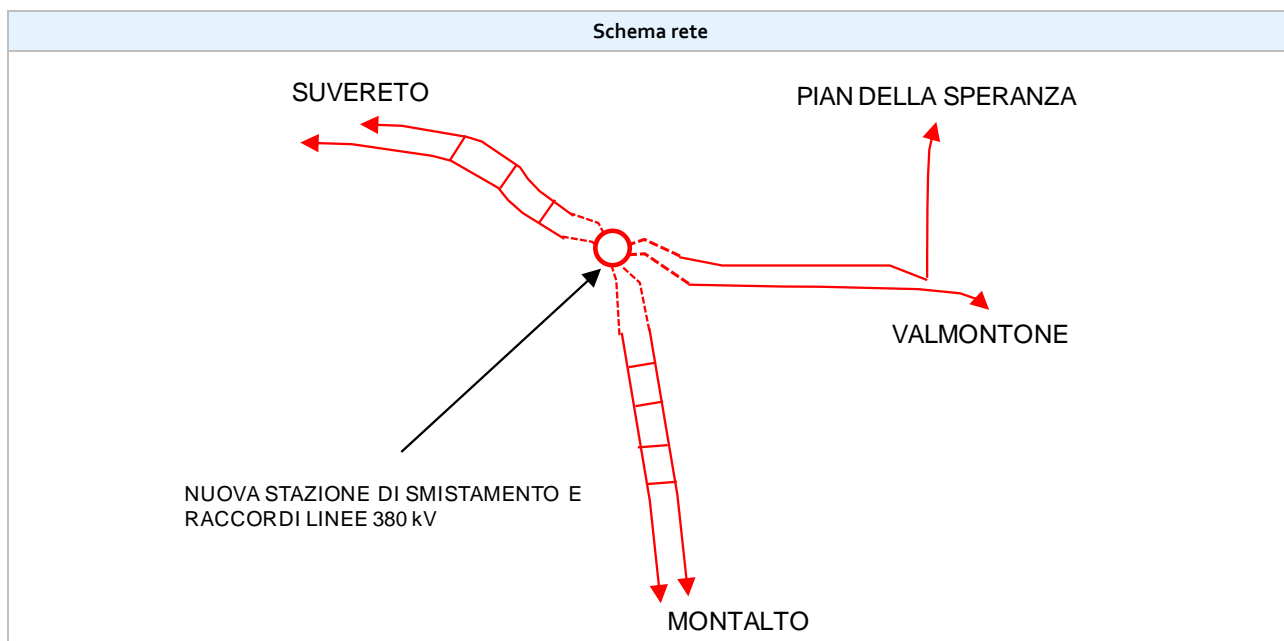
Rete area Forlì/Cesena						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
321-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2010				Emilia Romagna		Nord
Descrizione intervento						
Sarà realizzata, sfruttando eventualmente 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 rimangiatura 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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2024			2028	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		93				8
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotti 132 kV- fra gli impianti di Forlì VO e Gambettola / S.Martino XX /Rimini N.-	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2028	
Stazione 380 kV S.Martino XX	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2028	
Interventi di rimangiatura delle reti	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2028	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali		
<1 M€ / 34 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	1,7		IUS	1,7		
	VAN	31 M€		VAN	31 M€		
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		1					
B3b- Riduzione ENF		4					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		1					
B3b- Riduzione ENF		4					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Rete Nord – Ovest Emilia						
Identificativo PdS	Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
322-P						
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017		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: <ul style="list-style-type: none"> • prioritariamente alla rimozione delle limitazioni sull' elettrodotto 132 kV Fiorenzuola – Montale; • successivamente, 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			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2019		2024			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione	9					
Dismissione	9					
Dismissione e Realizzazione	3 ⁸				2	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 132 kV Fiorenzuola – Montale	Fase 1	Fase 1	2022	lungo termine	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Martignone – Riale	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2028	La nuova previsione della tempistica di avvio attività è correlata all'esigenza di individuare la migliore soluzione localizzativa degli impianti sul territorio.
Elettrodotto 132 kV Riale – Morazzo	Fase 2	Fase 2	2019	2024	2028	
Elettrodotto 132 kV Spilimberto Solignano	Fase 1	Fase 1	2022	lungo termine	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Solignano – S.Damaso	Fase 1	Fase 1	2022	lungo termine	lungo termine	

Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali		
<1 M€ / 22 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	4,5		IUS	4,5		
	VAN	92 M€		VAN	92 M€		
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		8					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		8					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.		Val.	
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.		Val.	
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Stazione 380 kV a nord di Grosseto						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
338-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2014				Toscana		Centro Nord
Descrizione intervento						
<p>Con l'obiettivo di rimuovere i vincoli di esercizio, aumentando la flessibilità operativa degli elettrodotti 380 kV Montalto – Pian della Speranza, Montalto – Suvereto e Suvereto – Valmontone, costruiti in doppia terna per i tratti compresi tra le stazioni di Montalto e Suvereto, è prevista la realizzazione di una nuova stazione di smistamento a 380 kV a cui raccordare i suddetti elettrodotti.</p> <p>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 Valmontone.</p> <p>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.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		1				
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova stazione 380 kV	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Interventi rimozione limitazioni	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Apparati di compensazione e/o regolazione dei flussi di potenza	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	



Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
1 M€ / 23 M€	Scenario ST 2025, 2030				Scenario ST 2025, 2030		
	IUS	2,2			IUS	2,2	
	VAN	34 M€			VAN	34 M€	
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		0					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		0					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		1					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		3					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
B1 - SEW		0					
B2b - Riduzione Perdite		1					
B3b- Riduzione ENF		0					
B4 - Costi evitati o differiti		0					
B5b - Integrazione rinnovabil		0					
B6 - Investimenti evitati		0					
B7 - Costi evitati MSD		3					
B13 - Incremento Resilienza		0					
B16 - Opex Evitati o differiti		0					
B18 - Riduzione CO2		0					
B19 - Rid. NOx, SOx, PM		0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
B1		0					
B2b		0					
B3b		0					
B4		0					
B5b		0					
B6		0					
B7		0					
B13		0					
B16		0					
B18		0					
B19		0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Direttrice 132 kV Talamello – Subbiano all.						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
339-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione						
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione		48		4		1
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Direttrice 132 kV Talamello – Subbiano all.	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Elettrodotto 132 kV Talamello – Badia Tedalda	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
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		Delibera 579/2017		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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			lungo termine	
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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Direttrice 132 kV Pian della Speranza – Subbiano all.	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
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		Delibera 579/2017		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 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			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		2025			lungo termine	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione	1					
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione	15				1	
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Direttrice 132 kV Pontremoli FS – Borgotaro FS – Berceto FS	Fase 1	Fase 1	2020	2025	lungo termine	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 7 M€						

Rete AT area di Pistoia						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
324-P						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		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			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2020		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.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 132 kV Poggio a Caiano CP – Quarrata e Quarrata – S. Marcello	Fase 1	Fase 1	2020	2025	2028	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: <1 M€ / 9 M€						

5.4.3. Schede 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.

E' 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.

www.terna.it

00156 Roma Viale Egidio Galbani, 70
Tel +39 06 83138111