

2025

**Esigenze di sviluppo:
i nuovi progetti**



*Il Piano di Sviluppo descrive gli obiettivi e i criteri in cui si articola **il processo di pianificazione della rete elettrica di trasmissione nazionale**, nel contesto nazionale ed europeo. Nel documento sono definite le priorità di intervento e i risultati attesi dopo le analisi effettuate negli scenari energetici di riferimento e con l'attuazione del piano stesso.*

*Nel Piano sono riportati tutti gli interventi che Terna pianifica **per garantire l'efficienza e resilienza della rete, la sicurezza dell'approvvigionamento e del servizio, e l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili** e che rappresentano uno dei fattori abilitanti della transizione energetica.*



“ Terna investe per lo sviluppo dell'Italia

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

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

MISSION

“ Siamo dietro l'energia che usi ogni giorno

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

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

PURPOSE

“ Pensiamo al futuro dell'energia

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

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

VISION



Sintesi

Il presente Fascicolo descrive le **esigenze del sistema elettrico italiano**, caratterizzato da una rapida evoluzione, al fine di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione e di incremento della capacità installata da fonti rinnovabili prefissati in ambito europeo e nazionale. Sarà necessario **adeguare il sistema elettrico** attraverso **infrastrutture efficienti** e caratterizzate da una **elevata capacità di trasporto**. Le misure introdotte nel Piano di Sviluppo 2025 mirano a raggiungere la **massima efficienza degli investimenti sulla RTN** necessari a sostenere la transizione energetica in corso mantenendo adeguati livelli di sicurezza e qualità del servizio.

Acquisisce elevata importanza definire la **connessione ottimale degli impianti FER** nell'ottica di una **programmazione territoriale efficiente** assicurando la massima integrazione di energia rinnovabile compatibilmente con il pieno utilizzo degli asset di rete esistenti. Ne consegue che, sulla base dei target di installato FER attesi è anche necessario effettuare un corretto dimensionamento della rete di trasmissione nazionale pianificando un **incremento della capacità di trasporto** necessaria a livello interregionale/interzonale attraverso la definizione di una strategia di sviluppo efficiente che massimizzi i benefici per l'intero sistema elettrico. A tale scopo, la metodologia delle Target Capacity garantisce la determinazione delle capacità efficienti obiettivo, così definite nel caso in cui i benefici associati agli investimenti necessari siano superiori ai costi.

In questo contesto, anche le **nuove interconnessioni** della rete elettrica nazionale con i sistemi elettrici dei Paesi confinanti, tra i quali i Paesi alla frontiera Nord, la Corsica, i Balcani e il Nord Africa, garantiscono **maggiore integrazione dei mercati**, **sicurezza di esercizio** e **ottimizzazione delle risorse energetiche**. Una rete ben interconnessa contribuisce al raggiungimento degli obiettivi posti dalla transizione energetica poiché consente l'integrazione di energie rinnovabili non programmabili in modo più **sicuro** ed **efficiente**.

Il Piano di Sviluppo 2025 prevede un programma di investimenti complessivo di **oltre 23 miliardi di euro** nel decennio 2025-2034, pianificati in coerenza con gli obiettivi di policy e nazionali.

Tra gli interventi proposti a questo scopo rientra il **progetto Hypergrid**, introdotto nel PdS 2023, che viene aggiornato nel presente PdS in funzione dei nuovi sviluppi progettuali per far fronte al mutato contesto e alle variazioni dello sviluppo di rete pianificato.

Il raggiungimento degli obiettivi prefissati, oltre agli investimenti su nuove interconnessioni e nuovi collegamenti a elevata capacità di trasporto, dovrà necessariamente includere la **massimizzazione dell'utilizzo degli asset esistenti**, rimuovendo, laddove presenti, le limitazioni al pieno esercizio, attraverso l'introduzione di **upgrade tecnologico** delle infrastrutture al servizio della rete. Tale esigenza oltre che essere dettata da un'elevata efficienza di natura economica e ambientale, consente di incrementare lo sfruttamento degli elettrodotti esistenti con tempistiche coerenti alla rapida evoluzione di capacità installata da fonti rinnovabili.

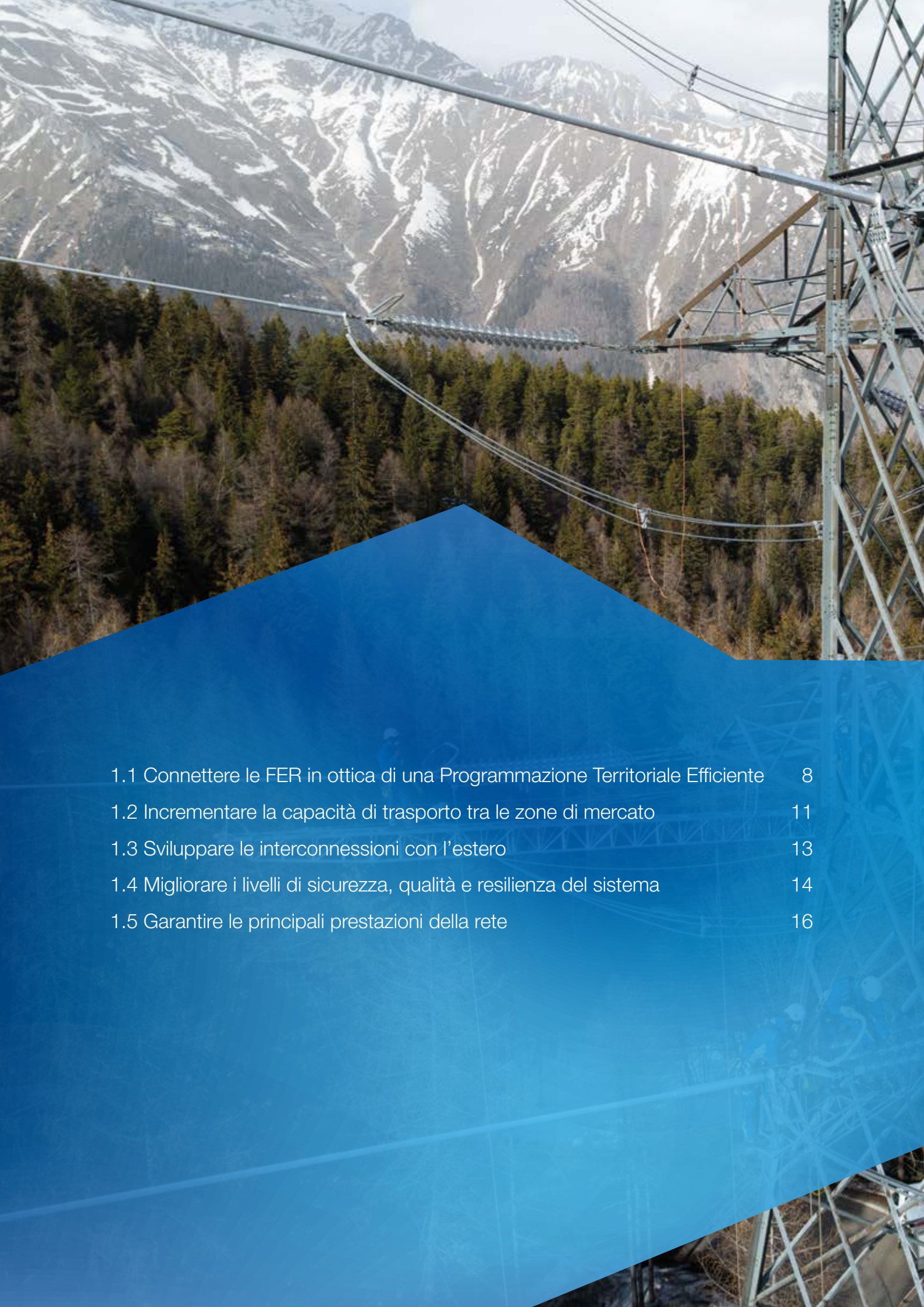
Nel presente Fascicolo vengono dettagliate le **soluzioni tecnologiche** implementabili per la massimizzazione degli asset con relative schede intervento, insieme ad alcuni casi di applicazione delle stesse al fine di far fronte all'evoluzione degli scenari di generazione in atto con tempistiche adeguate.

Infine, si riportano le nuove schede intervento opportunamente predisposte sulla base delle esigenze di sviluppo della RTN.

Indice

1	Esigenze del sistema elettrico nazionale	6
	1.1 Connettere le FER in ottica di una Programmazione Territoriale Efficiente	8
	1.2 Incrementare la capacità di trasporto tra le zone di mercato	11
	1.3 Sviluppare le interconnessioni con l'estero	13
	1.4 Migliorare i livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema	14
	1.5 Garantire le principali prestazioni della rete	16
2	Overview del piano degli investimenti	18
	2.1 Piano investimenti	20
	2.2 Portfolio management	22
3	La rete infrastrutturale italiana	24
	3.1 Processo di valutazione in due fasi	28
	3.2 Avanzamento studi tecnologici	28
	<i>Sostegni a "5 fasi"</i>	29
	<i>Sostegni HVDC a ± 525 kV</i>	30
	3.3 Architettura di rete al 2034 e al 2040	31

4	Digitalizzazione e massimizzazione asset esistenti	34
	4.1 Sfide allo sviluppo ottimizzato della RTN	36
	4.2 Soluzioni tecnologiche per l'ottimizzazione della rete	39
	OMP - Organo di Manovra su Palo	39
	Reconductoring	41
	Dynamic Thermal Rating	41
	Rimozione limitazioni su elementi di stazione e linee	43
	Criteri innovativi dei sistemi di difesa	43
	4.2.1 Massimizzazione Asset in Sicilia e Campania	44
	4.2.2 Interzonali	46
	4.2.3 Massimizzazione produzione da FER	47
	4.2.4 Congestioni in Area Nord	49
5	Interventi di interconnessione con l'estero	50
	5.1 Avanzamento interconnessioni	52
	5.2 Interconnessioni allo studio	54
	5.3 Interconnector ex legge n.99/2009	55
	5.4 Merchant Lines e/o progetti di altri promotori	56
	5.5 Sviluppo energetico nel Nord Africa	68
6	Nuovi interventi di sviluppo	70
	6.1 Area Nord-Ovest	72
	6.2 Area Nord-Est	75
	6.3 Area Centro-Sud	81
7	Piano minimo di realizzazioni	88



1.1 Connettere le FER in ottica di una Programmazione Territoriale Efficiente	8
1.2 Incrementare la capacità di trasporto tra le zone di mercato	11
1.3 Sviluppare le interconnessioni con l'estero	13
1.4 Migliorare i livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema	14
1.5 Garantire le principali prestazioni della rete	16



1 Esigenze del sistema elettrico nazionale

Esigenze del sistema elettrico nazionale



Alla luce delle sfide che il sistema elettrico dovrà affrontare, derivanti sia dalle evoluzioni previste negli scenari energetici che dai cambiamenti climatici in corso, è necessario, nel quadro della pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione, rispondere alle seguenti esigenze del sistema elettrico:

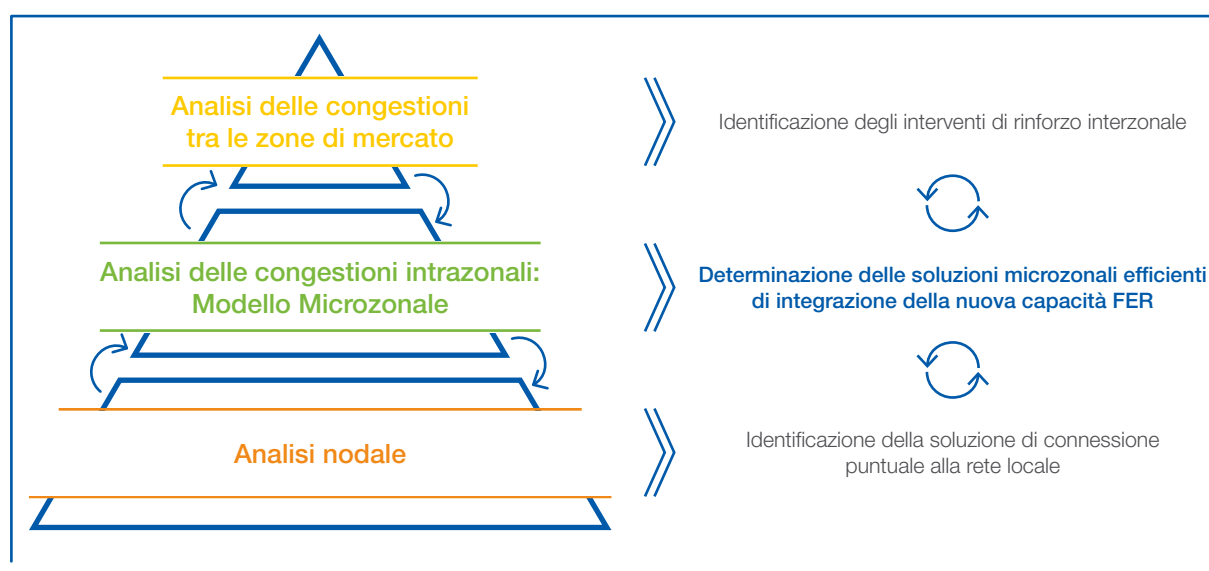
- connettere le fonti di energia rinnovabile (FER) attraverso soluzioni efficienti e sostenibili;
- aumentare la capacità di trasporto tra le diverse zone di mercato e risolvere le congestioni esistenti;
- potenziare le interconnessioni con i Paesi esteri;
- migliorare la sicurezza, la qualità e la resilienza del sistema elettrico;
- garantire le principali prestazioni della rete, come flessibilità, inerzia, dinamica e robustezza, e ridurre le oscillazioni intersistemiche a bassa frequenza

Nei paragrafi successivi verranno analizzate le specifiche necessità, gli obiettivi e gli strumenti adottati nel Piano di Sviluppo 2025 per affrontare queste sfide.

1.1 Connettere le FER in ottica di una Programmazione Territoriale Efficiente

Per affrontare la sfida rappresentata dalla forte crescita delle richieste di connessione da parte degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, è necessario dotarsi di strumenti evoluti a supporto di una pianificazione dello sviluppo della rete che possa essere efficiente e integrata in tutte le sue fasi.

A tale scopo, Terna ha evoluto i propri processi strutturando in modo gerarchico il problema in analisi, attraverso la creazione di un nuovo *layer* che si inserisce concettualmente tra la modellazione delle congestioni interzonali (utile alla pianificazione degli interventi di sviluppo della rete in ottica di gestione del Sistema Elettrico Nazionale) e la rappresentazione impiantistica di dettaglio (“nodale”), osservata nella gestione delle richieste di connessione, con l’obiettivo di abilitare la convergenza delle valutazioni dei due ambiti verso una gestione efficiente delle congestioni (anche “intrazonali”) già in fase di pianificazione.

Figura 1 *Inquadramento del nuovo approccio microzonale*

Questo livello di dettaglio intermedio si esprime nell'introduzione del concetto di "microzona", ovvero una suddivisione più granulare all'interno delle zone di mercato (e per ciascuna Regione¹) che riesca a definire i principali vincoli intrazonali al trasporto dell'energia, pur mantenendo la semplicità modellistica necessaria per il problema di ottimizzazione che si intende affrontare.

La microzona è quindi l'unità elementare in riferimento alla quale vengono investigate le soluzioni efficienti di installazione di capacità aggiuntiva di generazione rinnovabile (Remaining Capacity), con l'obiettivo di minimizzare il curtailment delle stesse e i costi per il sistema, e nel rispetto dei vincoli di trasporto tra le microzone.

Questo approccio consentirà di supportare la programmazione efficiente delle infrastrutture, fornendo a Terna e alle Amministrazioni gli strumenti informativi chiave per il raggiungimento degli obiettivi energetici e di sostenibilità.

L'approfondimento sul nuovo approccio microzonale è disponibile al Fascicolo 4.

¹ Il perimetro regionale è un'esigenza derivante dalla granularità dei vincoli di burden share.

FOCUS

Capacità Obiettivo efficienti c.d. “Target Capacity”

In risposta all'esigenza, espressa dall'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente, di definire un meccanismo regolatorio finalizzato a incentivare il Gestore della rete di trasmissione a realizzare capacità di trasporto addizionale efficiente per il sistema elettrico, Terna ha definito una metodologia volta a identificare la strategia di sviluppo efficiente della RTN tenendo conto dell'aleatorietà e delle sfide dei nuovi scenari energetici previsionali.

In tal senso, la capacità obiettivo (c.d. Target Capacity) è definita come **“la capacità di trasporto che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali”**.

Le analisi sono condotte applicando un **metodo iterativo, multicriterio e multi-scenario**, grazie al quale possono essere definite le direzioni di sviluppo ottime del sistema elettrico italiano, per ogni confine estero e per ogni sezione interna, prendendo in considerazione diversi anni studio e scenari energetici.

La prima edizione del “Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo” (di seguito “Rapporto”) è stata pubblicata nel corso del 2018 su richiesta dall'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità o ARERA) con la Delibera 884/2017/R/EEL “Disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione” e la relativa metodologia è stata adottata nei Rapporti Capacità Obiettivo 2018, 2020 e 2023 e peraltro aggiornata in esito alle verifiche expert-based disposte dall'Autorità.

In linea con quanto previsto con la Delibera 55/2024/R/EEL, Terna ha eseguito le analisi per aggiornare i valori di capacità obiettivo che verranno pubblicati nella quarta edizione del Rapporto a inizio 2025. Le analisi sono effettuate negli scenari di riferimento contrastanti utilizzati nel presente Piano di Sviluppo: lo scenario di policy “PNIEC Policy” al 2030, lo scenario inerziale “PNIEC Slow” e lo scenario di policy “Distributed Energy” (DE) al 2040. Tali risultati, di seguito rappresentati in *Tabella 1*, saranno resi disponibili in consultazione pubblica, in accordo alla medesima delibera, sul sito www.terna.it/it/sistema-elettrico/programmazione-territoriale-efficiente/piano-sviluppo-rete/preparazione-pds-consultazioni.

Figura 2 Esempio del processo iterativo di identificazione della capacità obiettivo per una generica sezione/confine all'anno orizzonte 2030 e 2040

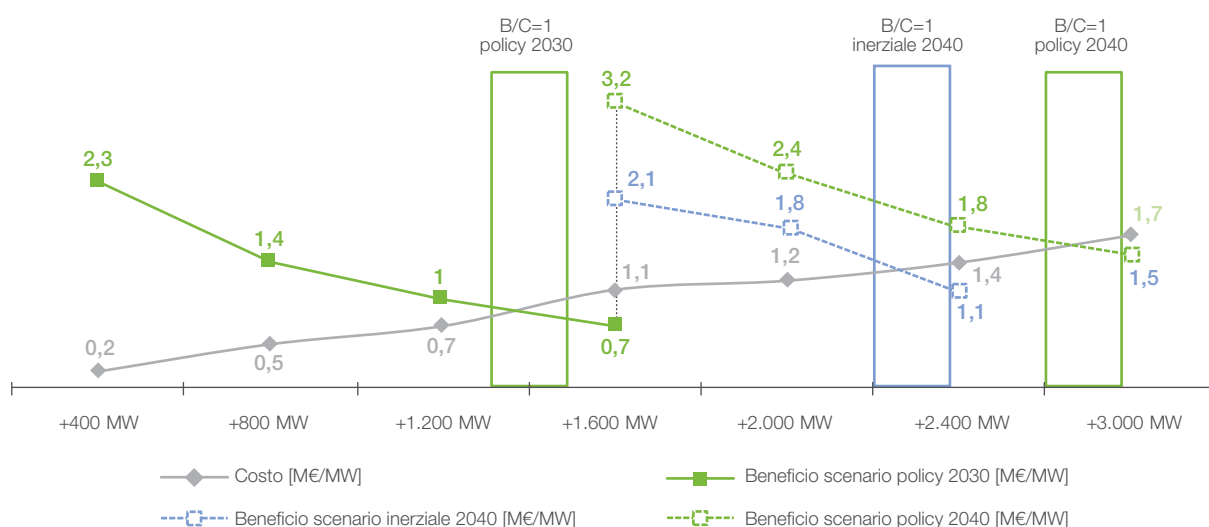


Tabella 1 *Risultati analisi Capacità obiettivo*

		CAPACITÀ OBIETTIVO 2025 (MW)	
		SCENARIO 2030*	RANGE SCENARIO 2040
SEZIONI	ITN – ITCN	3.500	5.150-6.250
	ITCN – ITCS	2.600	3.600-5.450
	ITCS – ITS	2.050	3.550
	ITN – ITCS	1.050	2.100
	ITN – ITS	2.100	2.100
	ITSAR – ITCN	250	1.450-1.550
	ITSAR – ITCS	150	1.350-1.850
	ITSAR-ITSIC	1.000	1.000
	ITSIC-ITCS	1.100	1.500-1.850
	ITSIC-ITCAL	1.450	2.550-2.950
	ITCAL-ITS	1.050	2.150
CONFINI	AT – ITN		
	CH – ITN		
	FR – ITN	100 (2.650)	4.380-4.830
	SI – ITN		
	MNE – ITCS	550 (950)	1.850-1.900
	GR – ITS		
	TUN – ITSIC	500	1.100

* Valori di capacità obiettivo calcolati applicando un cap ai confini Nord, Balcani ed Africa pari alla capacità effettivamente pianificata all'anno orizzonte 2030. Il valore in parentesi (-) rappresenta la capacità individuata con una sensitivity ai confini rilassando il vincolo dei cap.

1.2 Incrementare la capacità di trasporto tra le zone di mercato e risolvere le congestioni del sistema elettrico

Lo scenario energetico di riferimento è caratterizzato da una crescita significativa delle FER su tutto il territorio nazionale e con maggiore presenza nella zona Sud e nelle Isole, mentre le previsioni di evoluzione del carico confermano la concentrazione dei carichi nella zona Nord/Centro Nord del Paese.

Questo accentuerà l'attuale condizione di esercizio elettrico e del mercato che vede la zona Nord del Paese alimentata da flussi di potenza rilevante da Sud, Isole e interconnessioni con l'estero.

Al fine di un corretto dimensionamento della maggiore capacità di trasporto necessaria a livello interregionale/interzonale sono state condotte simulazioni di mercato negli scenari prospettici e utilizzata la metodologia delle target capacity per la determinazione delle capacità efficienti obiettivo tra zone del mercato.

Le simulazioni del Mercato del Giorno Prima (MGP) vengono effettuate attraverso un software di simulazione utilizzato anche in ambito ENTSO-E ai fini delle analisi del Ten-Year Network Development Plan. Il simulatore di mercato esegue l'analisi su 8.760 ore (su base annua) e determina la programmazione ottima delle risorse idroelettriche e termoelettriche disponibili, mentre le risorse non programmabili sono rappresentate mediante profili di generazione imposta per zona di mercato e tecnologia.

Tali simulazioni consentono la stima dei costi di esercizio delle unità di generazione, del prezzo orario dell'energia elettrica nelle diverse zone e delle ore di congestione interzonali. In base a tali informazioni è possibile valutare il surplus dei consumatori, quello dei produttori e le rendite da congestione, con l'obiettivo finale di determinare il Social Economic Welfare (SEW).

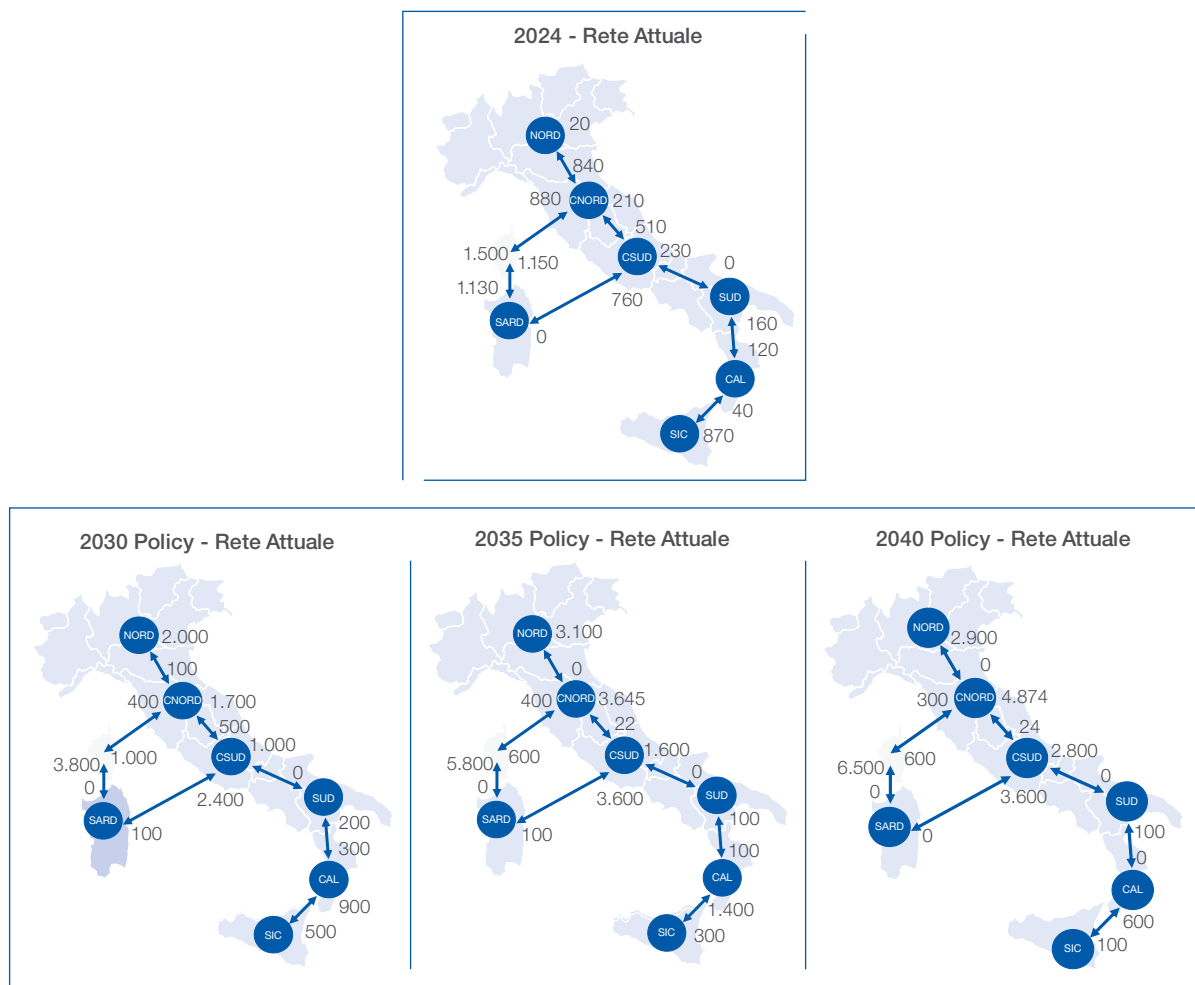
Ai fini delle simulazioni si è considerata sia la struttura zonale descritta nella versione aggiornata del documento "Individuazione zone della rete rilevante" che la rete di riferimento attuale e i valori dei limiti di transito coerenti con quanto riportato nel documento "Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato". I limiti suddetti sono individuati a rete integra e sono variabili in funzione della stagionalità (periodo invernale ed estivo) e del "Fabbisogno residuo zonale", inteso come differenza tra fabbisogno e produzione fotovoltaica che influenza il limite di transito per alcune sezioni, oltre a essere caratterizzati da un profilo di manutenzione mediamente atteso.

Uno degli aspetti che risulta rilevante precisare, alla luce dei risultati dell'analisi degli output delle simulazioni, riguarda le separazioni tra le differenti zone di mercato.

Tali fenomeni, che interessano le infrastrutture di trasmissione, possono avere un impatto sulla competitività dei mercati elettrici, senza porre rimedio a meccanismi e strategie degli operatori potenzialmente inefficienti per il sistema.

La [Figura 3](#) mette a confronto il numero di ore di congestione registrate nel 2023 (in funzione dei dati disponibili) con quelle attese negli scenari previsionali agli anni orizzonte 2030, 2035 e 2040 in assenza degli interventi infrastrutturali previsti nel Piano di Sviluppo. Gli esiti del mercato attuale sono dettagliatamente descritti da Terna nel documento "Rapporto configurazione zonale"² e nel seguito ci si concentra sui principali aspetti che caratterizzano l'evoluzione dello scenario.

² Tale documento, secondo quanto previsto dalle Deliberazioni 496/2017/R/EEL e 22/2018/R/EEL, viene inviato da Terna ad ARERA entro il 30 Aprile di ogni anno

Figura 3 Ore di congestione nello scenario Policy a rete attuale

Come si può osservare già all'anno orizzonte 2030 si riscontrano elevati valori di ore di congestione tra Sud – Centro Sud e Centro Sud – Centro Nord dovuti, in entrambi i casi, alla maggiore capacità di generazione rinnovabile installata nelle regioni a Sud del Paese.

Analizzando gli anni orizzonte successivi, 2035 e 2040, si evidenzia una tendenza analoga: la crescita importante dell'installato di capacità rinnovabile nell'area meridionale del Paese enfatizza ulteriormente le congestioni che interessano le sezioni Sud – Centro Sud e Centro Sud – Centro Nord, che rappresentano un significativo collo di bottiglia per il trasferimento di energia da Sud verso Nord.

1.3 Sviluppare le interconnessioni con l'estero

Il Piano di Sviluppo 2025 in continuità con in precedenti Piani, conferma i rinforzi della rete di trasmissione per sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici dei Paesi confinanti al fine di garantire una maggiore integrazione dei mercati e sicurezza di esercizio, tramite la possibilità di mutuo soccorso tra i sistemi interconnessi. A tal riguardo, in linea con quanto osservato anche nei precedenti piani, occorre considerare:

- l'incremento della capacità di interconnessione sulla frontiera Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia) anche attraverso soluzioni che consentano di ottimizzare l'utilizzo delle infrastrutture esistenti;
- l'interconnessione tra i sistemi elettrici della Corsica, della Sardegna e della Penisola Italiana, principalmente per esigenze di sicurezza e integrazione della produzione da fonti rinnovabili;

- lo sviluppo di capacità di interconnessione con i Balcani (Grecia e Montenegro) per garantire l'esercizio della rete in sicurezza e un incremento dell'efficienza dei mercati e dei servizi;
- lo sviluppo della capacità di interconnessione con il Nord Africa, di rilevanza strategica, che genererebbe benefici in Italia e Tunisia, fornendo uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa.

In aggiunta, rientra all'interno della pianificazione delle interconnessioni con l'estero anche lo sviluppo dei progetti previsti ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i. (cd. interconnector) con l'obiettivo raggiungere un incremento della capacità di trasporto con l'estero secondo gli obiettivi individuati dalla normativa vigente.

Una rete ben interconnessa contribuisce al raggiungimento degli obiettivi posti dalla transizione energetica poiché consente maggiore integrazione di energie rinnovabili variabili in modo più sicuro e più efficiente.

In conclusione, le interconnessioni potranno apportare benefici economici per il Paese quali:

- riduzione del prezzo unico nazionale, nell'ottica di una maggiore integrazione del mercato europeo, permettendo una maggiore efficienza e rafforzando la concorrenza attraverso l'utilizzo di risorse disponibili migliori e a minor costo;
- approvvigionamento diversificato del mix produttivo, attraverso un migliore utilizzo dei meccanismi di aiuto immediato tra gestori dei sistemi di trasmissione;
- approvvigionamento di riserva dall'estero;
- servizi di bilanciamento dei mercati.

1.4 Migliorare i livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema

Tra gli obiettivi dell'attività di pianificazione rientra il miglioramento dei livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema elettrico, al fine di garantire la costante copertura della domanda elettrica, nonché la continuità del servizio.

La sicurezza del sistema elettrico è la capacità del sistema di resistere a modifiche dello stato di funzionamento senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso. Convenzionalmente il sistema elettrico di trasmissione si definisce sicuro quando il suo corretto funzionamento è garantito anche a fronte del guasto di un singolo componente di rete ("criterio N-1"): in tale circostanza, il sistema deve permanere nello stato normale (ante guasto) oppure portarsi in uno stato di allerta che non presenta né violazioni dei limiti operativi fissati nel Codice di rete né disalimentazioni del carico. Le condizioni di sicurezza possono essere assicurate, oltre che mediante la normale attività di esercizio e mantenimento della rete, anche attraverso un efficace miglioramento delle prestazioni degli asset esistenti e la realizzazione di nuovi.

La qualità del servizio è la caratteristica di continuità e regolarità nel tempo dei valori della tensione e della frequenza dell'energia elettrica fornita. La continuità di alimentazione va intesa come mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica, mentre la qualità del servizio considera le caratteristiche delle grandezze elettriche quali tensione e frequenza. La qualità del servizio è misurata attraverso indici che si basano su presenza, ampiezza e frequenza della tensione nei siti degli Utenti della rete direttamente connessi alla RTN.

La resilienza è la capacità di un sistema e dei suoi componenti di assorbire e resistere a sollecitazioni che superano i limiti di tenuta del sistema stesso e di riportarsi nello stato precedente in modo rapido ed efficiente, anche assicurando la conservazione, il ripristino o il miglioramento delle strutture e delle funzioni essenziali del sistema. Gli eventi climatici eccezionali, sempre più frequenti e intensi che hanno interessato negli ultimi decenni l'emisfero settentrionale, e in modo significativo l'Europa, evidenziano la necessità di avere sistemi sempre più resilienti.

Gli interventi del Piano di Sviluppo, la cui finalità prevalente è quella di garantire la sicurezza e qualità del servizio, sono caratterizzati da attività legate al potenziamento della rete ma anche alla realizzazione di nuove vie di alimentazione, aumentando l'affidabilità del sistema elettrico e riducendo i rischi di disservizio in termini di energia non fornita.



Legato al tema della riduzione del rischio di disservizio vi è anche quello del prevenire e mitigare il rischio di energia non fornita per eventi climatici severi. Attraverso l'applicazione della Metodologia Resilienza, quale Allegato A76 del Codice di Rete, è stato verificato come alcuni interventi del Piano di Sviluppo presentino anche un potenziale beneficio in termini di incremento della resilienza.

Accanto agli interventi prevalentemente infrastrutturali, il Piano di Sviluppo prevede ulteriori iniziative finalizzate ad assicurare un livello adeguato di sicurezza anche attraverso:

- l'integrazione delle direttrici AT ex-RFI con gli elettrodotti 150 kV RTN incrementando gli standard di qualità e di sicurezza di esercizio riducendo contestualmente l'impatto delle infrastrutture sul territorio;
- la rimozione dei vincoli di esercizio sulla rete che non garantiscono, in determinate condizioni di carico e produzione o in occasione di indisponibilità per manutenzione, la sicurezza e continuità del servizio;
- la risoluzione dei collegamenti degli elettrodotti in derivazione rigida;
- l'installazione dei dispositivi di sezionamento automatizzato e motorizzato che consentono di ridurre i tempi di ripristino in caso di disservizio e i sezionatori motorizzati di bypass per incrementare la flessibilità di esercizio in favore degli utenti alimentati in antenna su impianti che non rientrano nella titolarità di Terna;
- l'installazione di organi di manovra su palo (OMP): soluzioni compatte su sostegni AT dotati di moduli di manovra con capacità di interrompere le correnti nominali e di intervenire su guasto, anche in modo selettivo al fine di elevare la flessibilità e l'affidabilità di esercizio della Rete.

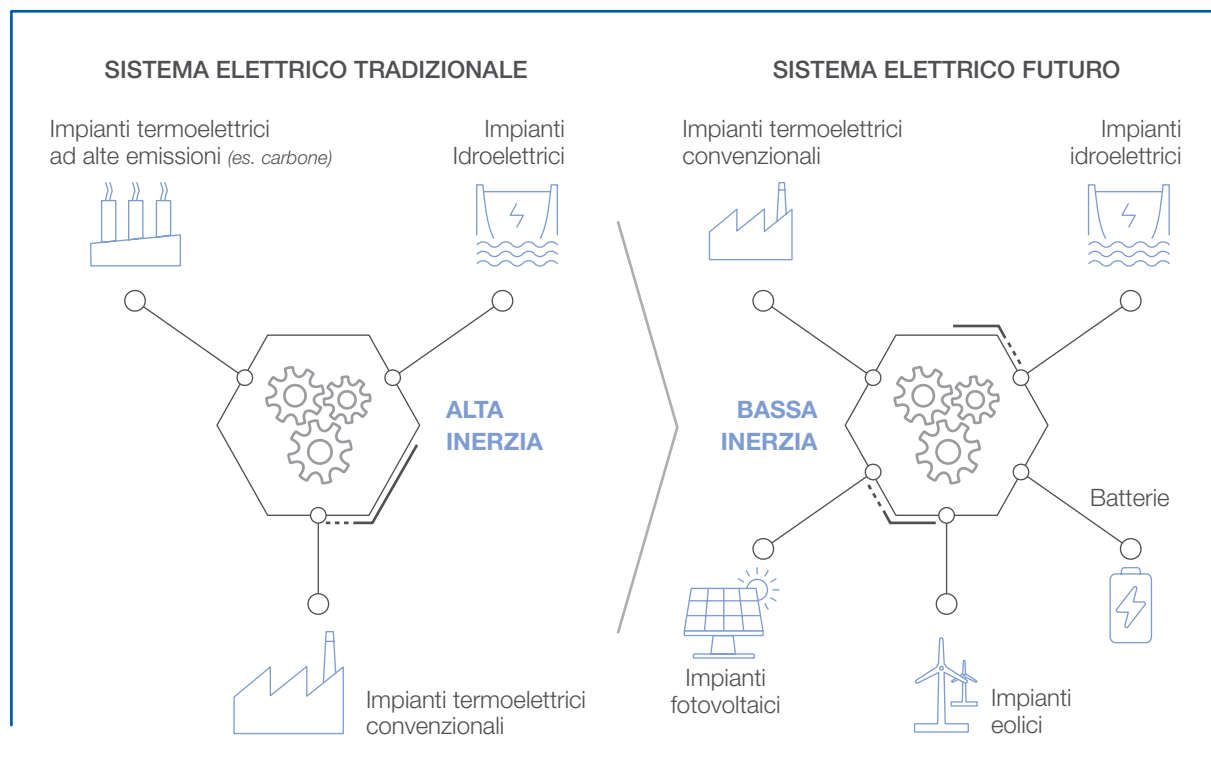
1.5 Garantire le principali prestazioni della rete

L'attività di pianificazione per il Piano di Sviluppo 2025 ha confermato, come obiettivo strategico, quello di garantire le principali prestazioni della rete alla luce dell'evoluzione del mix di generazione in favore di fonti caratterizzate da minore inerzia, non programmabilità e sempre più interfacciate alla rete per mezzo di inverter (generazione inverter-based). Gli aspetti principali sulle prestazioni di sistema che sono stati affrontati negli studi di pianificazione si riferiscono alla flessibilità, inerzia del sistema, stabilità dinamica e robustezza di rete.

Gli sviluppi di rete previsti hanno l'obiettivo, infatti, di rendere la rete elettrica di trasmissione maggiormente flessibile, ossia di aumentarne la capacità di sfruttare in modo efficace le risorse disponibili per far fronte alle variazioni del carico e della generazione - sempre più intermittente - con lo scopo di mantenere l'esercizio alle condizioni nominali di tensione e frequenza.

L'incremento atteso, e in parte già osservabile, degli impianti a bassa inerzia sta ponendo crescente attenzione sulla capacità del sistema elettrico di garantire la stabilità di frequenza. Ad oggi, il sistema elettrico presenta già finestre temporali caratterizzate da bassi livelli di inerzia che possono pregiudicare la stabilità e la sicurezza del sistema, come precedentemente introdotto negli altri fascicoli di piano. Tale fenomeno, in prospettiva, è destinato a presentarsi sempre più spesso, in virtù delle significative tendenze di crescita della generazione FER e del progressivo decommissioning della capacità termoelettrica (*Figura 4*). Come contromisure da adottare vi sono l'inerzia sintetica e lo smorzamento delle oscillazioni di potenza, azioni possibili grazie allo sviluppo di strategie di controllo innovative dei convertitori (es. HVDC e VSC grid forming converters), i quali saranno sempre più presenti sulla rete grazie agli interventi di sviluppo pianificati da Terna. In futuro anche la generazione rinnovabile e gli storage inverter-based potranno contribuire a garantire gli standard e le prestazioni richieste dalla rete.

Figura 4 *Evoluzione del sistema*



Infine, alla luce del proliferare di generazione inverter-based, sarà determinante garantire un adeguato supporto alla regolazione della tensione e della frequenza, sia in termini di dinamica che di robustezza di rete. In questo contesto, si è reso necessario ridefinire il concetto di robustezza di rete, intesa come la capacità del sistema elettrico di mantenere la forma d'onda di tensione in ogni nodo nella rete, in condizioni di normale esercizio e a seguito di un disturbo³. Gli interventi di rinforzo necessari per far fronte a tali trasformazioni, quali compensatori sincroni, STATCOM e reattori shunt, oltre che incrementare la robustezza di sistema, consentiranno di mantenere le grandezze di interesse della rete all'interno degli standard di qualità previsti. Le opere di sviluppo Hypergrid, grazie all'impiego di convertitori in tecnologia VSC, contribuiranno in modo determinante all'incremento di robustezza nelle porzioni di rete a cui afferiscono, nonché allo smorzamento delle oscillazioni attraverso la loro azione regolante e stabilizzante.

L'aspetto della robustezza di rete – fenomeno che ha ricevuto crescente attenzione negli ultimi anni - sarà analizzato in maniera esaustiva all'interno del Fascicolo “Benefici di sistema e analisi robustezza rete” a cui si rimanda per tutti i dettagli.



³ System Strength Explained, 2020, AEMO



2.1 Piano investimenti

20

2.2 Portfolio management

22



2

Overview del Piano degli Investimenti

Overview del piano degli investimenti 2

2.1 Piano Investimenti

Il Piano di Sviluppo 2025 mira al raggiungimento dei seguenti obiettivi:

- favorire l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili resolvendo le congestioni sulla rete;
- assicurare la sicurezza e la qualità del servizio, incluso l'incremento della resilienza della rete;
- promuovere la sostenibilità anche in ottica di riduzione dell'impatto ambientale delle infrastrutture.

Per il conseguimento di tali obiettivi, il Piano di Sviluppo 2025 prevede un programma di investimenti di **oltre 23 miliardi di euro nel decennio 2025-2034**, individuati attraverso un **processo di portfolio management** che seleziona i progetti strategici e prioritari, in coerenza con gli obiettivi di policy e nazionali.

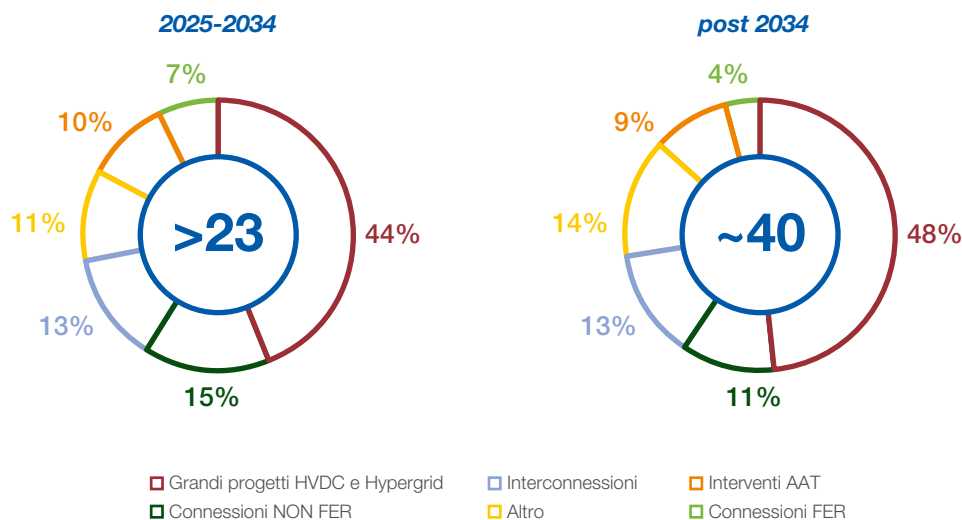
Gli investimenti previsti per il raggiungimento di tali target prevedono anche delle quote oltre l'orizzonte decennale, fino a una **quota complessiva di circa 40 miliardi di euro**.



Gli investimenti previsti dal Piano di Sviluppo 2025 possono essere raggruppati nelle seguenti categorie di intervento:

- **Connessioni NON FER**, ovvero opere infrastrutturali per la connessione di cabine primarie e di utenti di consumo;
- **Connessioni FER**, ovvero connessioni di impianti da fonti rinnovabili;
- **Grandi Progetti HVDC e Hypergrid**, include Tyrrhenian Link, Adriatic Link, le dorsali Milano-Montalto, Central Link, Fiumesanto-Montalto e Sardinian Link, Priolo-Rossano-Latina e Foggia-Forlì;
- **Interconnessioni**, include principalmente GRITA 2, SA.CO.I.3, ELMED, Italia-Austria
- **Interventi AAT**, include gli interventi per la realizzazione di Elettrodotti e Stazioni 380 kV
- **Altro**, include prevalentemente interventi AT, riassetti, razionalizzazioni e potenziamenti.

Figura 5 *Categorie di intervento del Piano di Sviluppo*



2.2 Portfolio management

Il nuovo Piano di Sviluppo è caratterizzato da un generale incremento, rispetto al Piano di Sviluppo 2023, delle stime di costo degli interventi programmati nei prossimi anni.

Tra le principali implicazioni e gli aspetti correlati agli incrementi dei costi, figurano:

- **crescita della domanda di materie prime:** l'espansione delle energie rinnovabili e la transizione energetica globale stanno aumentando la domanda di materiali come rame, acciaio, alluminio e metalli rari, utilizzati nelle reti elettriche e nelle tecnologie di generazione e stoccaggio energetico;
- **aumento dei prezzi delle materie prime:** i prezzi di questi materiali stanno salendo a causa della crescente domanda, delle restrizioni all'offerta e dell'inflazione globale. Ciò si riflette direttamente nei costi di realizzazione dei componenti elettrici ed elettronici nonché delle infrastrutture elettriche, aumentando il costo finale dei progetti;
- **effetti sulle reti:** la modernizzazione delle reti di trasmissione, potrebbe subire maggiori costi, oltre che ritardi nella realizzazione, a causa della crescente spesa per i materiali essenziali come i cavi e i trasformatori e della crescente domanda di apparecchiature elettriche;
- **spinta verso l'innovazione:** il rialzo dei costi sta accelerando la ricerca di soluzioni alternative, come materiali più economici, tecnologie più efficienti o modelli di approvvigionamento innovativi che riducano la dipendenza da materie prime costose o difficili da reperire.

In particolare, negli ultimi anni si è registrato un fenomeno inflattivo per gli interventi in corrente continua, attribuibile a vari fattori, tra cui le restrizioni del mercato, dovute a una domanda globale elevata e a una capacità produttiva limitata, nonché all'incremento dei costi dei materiali. La combinazione di una domanda mondiale crescente e di una capacità produttiva contenuta determina dinamiche di mercato particolarmente complesse, con prezzi che superano i valori delle commodity.


L'incremento dei costi dei materiali rappresenta una sfida per il settore delle infrastrutture energetiche, ma al contempo stimola innovazioni e cambiamenti strategici per garantire un futuro energetico più sostenibile ed economicamente accessibile.

A tal fine, nel contesto della pianificazione del nuovo piano decennale per il settore dell'energia elettrica, Terna ha svolto **un'analisi di ottimizzazione e prioritizzazione dei progetti** che rivestono una particolare rilevanza per il raggiungimento degli obiettivi target definiti dalle politiche energetiche nazionali e internazionali, come la transizione verso un sistema energetico sostenibile e a basse emissioni di carbonio.

Il processo di selezione si basa su un **approccio di portfolio management** che consente di adattare e aggiornare la pianificazione economica/temporale in base all'evoluzione delle priorità strategiche e normative, garantendo così la flessibilità necessaria per rispondere a contesti mutevoli, considerando parallelamente diversi criteri:

1. *Progetti Strategici per il Raggiungimento degli Obiettivi Target:* La pianificazione focalizza l'attenzione sui progetti che contribuiscono direttamente al conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione e di incremento dell'efficienza energetica. In particolare, vengono privilegiati gli investimenti in infrastrutture che permettano di ridurre le emissioni di CO₂ e favorire l'integrazione di fonti rinnovabili.
2. *Progetti in Fase Realizzativa:* Un altro criterio fondamentale è la tutela dei progetti già avviati e in fase di realizzazione. Per questi progetti, che sono già stati pianificati e finanziati, viene garantita la continuità operativa, evitando interruzioni o rallentamenti nella loro implementazione. La loro tempestiva conclusione è cruciale per rispettare i tempi di costruzione e per soddisfare le esigenze future di capacità di rete.
3. *Integrazione di Energia Rinnovabile:* Uno degli obiettivi principali del piano è l'integrazione crescente di fonti rinnovabili nel mix energetico. In particolare, vengono incentivati quelli che possono contribuire a migliorare la capacità di connessione della rete con le fonti di energia rinnovabile, permettendo una gestione più flessibile e sicura della rete stessa.
4. *Connessioni e Infrastrutture di Rete:* Il rafforzamento delle connessioni e delle reti di trasmissione e distribuzione è un elemento chiave. Ciò include la realizzazione di nuove linee di trasmissione, l'ammodernamento delle reti esistenti, e la creazione di punti di connessione per le nuove produzioni da fonti rinnovabili e per le unità di consumo.
5. *Progetti con Processo Autorizzativo Avanzato:* Un altro criterio di selezione riguarda la fase di autorizzazione. I progetti che si trovano in una fase avanzata di autorizzazione e che sono pronti per l'avvio della realizzazione sono trattati con maggiore priorità. Questo approccio permette di ridurre eventuali ritardi autorizzativi e accelerare i tempi di realizzazione.
6. *Sinergie tra Progetti:* È fondamentale che la pianificazione consideri le sinergie tra i vari progetti, al fine di massimizzare l'efficienza complessiva. I progetti non devono essere visti isolatamente, ma integrati all'interno di una visione più ampia che preveda anche la loro complementarità con i piani di Terna relativi a Sicurezza, Resilienza e Rinnovo degli asset elettrici, assicurando che gli interventi siano allineati con la visione strategica a lungo termine e generino valore in modo integrato e sostenibile.

In un contesto socio-economico che vede un incremento dei costi le sfide legate alle materie prime e i cambiamenti normativi, Terna ha posto una particolare attenzione sull'**efficientamento dei progetti**. Ciò implica l'ottimizzazione dell'allocazione delle risorse, la revisione dei processi, la prioritizzazione degli interventi e l'adozione di soluzioni innovative per ridurre i costi e massimizzare l'efficacia degli investimenti, senza compromettere la qualità e l'affidabilità delle opere. Questo approccio risponde alla necessità di **adattarsi ai mutamenti del contesto**, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi aziendali in modo più sostenibile ed economicamente efficiente.



3.1 Processo di valutazione in due fasi	28
3.2 Avanzamento studi tecnologici	28
<i>Sostegni a “5 fasi”</i>	29
<i>Sostegni HVDC a ± 525 kV</i>	30
3.3 Architettura di rete al 2034 e al 2040	31



3

La rete infrastrutturale italiana

La rete infrastrutturale italiana

3

Negli ultimi Piani di Sviluppo, la pianificazione della rete elettrica nazionale ha sempre mirato, come obiettivi generali, all'incremento della capacità di scambio tra zone di mercato, a favorire la connessione della mole imponente di impianti rinnovabili necessari a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione definiti a livello comunitario e al contestuale aumento di sicurezza, flessibilità, controllabilità e resilienza della rete di stessa. Un ulteriore target, sempre più importante nel contesto sistemico attuale caratterizzato da rapida diffusione di impianti rinnovabili, è garantire un'adeguata robustezza di rete, come dettagliatamente presentato nel Fascicolo 5 del PdS 2023.

Tra gli interventi proposti a questo scopo rientra il **progetto Hypergrid**, introdotto nel PdS 2023, e nel presente piano aggiornato in alcune sue parti in funzione dei nuovi sviluppi progettuali per far fronte al mutato contesto e alle variazioni dello sviluppo di rete pianificato, come dettagliato nel seguito. Questo progetto prevede, come intervento principale, la costruzione di una serie di collegamenti che attraversano l'intero sistema nazionale ad alta tensione in corrente continua (HVDC). L'utilizzo della tecnologia HVDC, in particolare nella sua versione più evoluta (denominata "VSC", basata su valvole a transistori), permetterà di raggiungere in maniera trasversale i target generali sopra elencati. In aggiunta a ciò, all'interno del progetto Hypergrid si prevede il rifacimento di alcune infrastrutture in corrente alternata esistenti (elettrodotti aerei), mediante l'utilizzo di nuove soluzioni tecnologiche con sostegni innovativi che consentono una auto-compensazione passiva del campo elettromagnetico, denominati "5 Fasi".

In piena coerenza con gli obiettivi e l'indirizzo generale del piano industriale, il progetto Hypergrid mira a:

1. *aumentare la capacità di trasporto* tra le varie aree di mercato, riducendo in tal modo i colli di bottiglia che possono rallentare e finanche bloccare la connessione di nuovi impianti rinnovabili, specie al Sud e nelle Isole, riducendo al contempo le differenze di prezzo tra le varie Zone sul mercato elettrico;
2. *garantire un aumento della sicurezza e della robustezza di rete*, in particolare grazie alla piena controllabilità fornita dalle moderne stazioni di conversione a corrente continua in tecnologia VSC. Tale controllabilità si concretizza da un lato nel pieno controllo dei flussi di potenza attiva sui collegamenti, fattore che garantisce un significativo aumento della stabilità della rete e una gestione molto semplificata del dispacciamento, dall'altro nella possibilità di fornire un supporto pressoché istantaneo alla tensione di rete sia in caso di piccole perturbazioni che in caso di guasto, aumentando in questo modo la robustezza della rete stessa, sfruttando la capacità di scambiare potenza reattiva con la rete che è propria delle stazioni di conversione costruite con tecnologia VSC;
3. *ridurre al minimo il consumo di suolo*, sfruttando al massimo impianti sottoutilizzati (elettrodotti da ammodernare in DC su medesimo tracciato o in adiacenza) e/o aree dismesse (o aree industriali dove previste) su cui costruire le nuove stazioni di conversione), ponendo attenzione all'impatto delle nuove infrastrutture sul territorio nazionale;
4. *considerare la diversa natura dei campi elettromagnetici* generati dalle nuove infrastrutture, sfruttando sia la tecnologia in DC che in alcuni casi sostegni AC innovativi a bassi campi elettromagnetici;
5. *aumentare l'efficienza della rete*, grazie alle minori perdite garantite dalla tecnologia in corrente continua rispetto a quella convenzionale in corrente alternata.

Come già riportato, il progetto Hypergrid è stato presentato nel PdS 2023 quindi, da questo punto di vista, la sua conferma come uno degli interventi cardine del PdS 2025 mostra come i Piani siano strettamente correlati e in continuità l'uno con l'altro. Il progetto, tuttavia, viene riproposto nel presente PdS con alcune opportune modifiche, previste sulla base delle **mutate condizioni al contorno** e dello **sviluppo tecnologico** intercorso negli ultimi due anni:

- da un lato, i rapidi cambiamenti di contesto e di contorno che continuamente avvengono, rendono necessario un continuo adattamento ai nuovi, e imprevedibili, vincoli e/o necessità. Pertanto, è stato necessario effettuare una revisione delle soluzioni originariamente proposte pur mantenendo per quanto possibile il medesimo approccio tecnologico e impiantistico di cui ai punti sopra elencati. Come esempio di tali vincoli, che hanno causato il naturale aggiornamento degli elementi puntuali che caratterizzano lo schema complessivo dell'Hypergrid, occorre sottolineare come elemento critico la riduzione sempre crescente di aree disponibili sulle quali costruire gli sviluppi di rete necessari. Inoltre, e con particolare riferimento al corridoio adriatico, lo schema multiterminale si integra verso la soluzione più convenzionale con HVDC punto-punto, anche per effetto di un approfondimento ulteriore effettuato in sede di progettazione preliminare che ha consentito di verificare l'effettiva disponibilità degli spazi, opzionati da numerosi soggetti terzi che intendono realizzare impianti rinnovabili e storage. La nuova soluzione consentirà comunque una gestione maggiormente efficace, flessibile e in sicurezza della porzione di rete AC adriatica grazie alla maggiore capacità di trasporto del collegamento di ulteriori 100 MW e al pieno mantenimento degli elettrodotti 380 kV Forlì-S. Martino in XX - Fano e Villanova-Gissi-Foggia non più oggetto di sostituzione, come inizialmente previsto nella scelta progettuale del Piano di Sviluppo 2023. Inoltre, il collegamento garantirà incrementi di NTC pari a +600 MW tra Sud - Centro Sud e +700 MW tra Centro Nord e Nord e +2.100 MW tra Sud e Nord;
- d'altro canto, l'evoluzione dello stato dell'arte della tecnologia nonché le "best practices" internazionali degli ultimi anni hanno suggerito un'ottimizzazione del livello di tensione dei nuovi impianti HVDC costituenti il progetto Hypergrid; tale tensione, originariamente prevista pari a ± 500 kVcc, viene portata nel presente PdS a ± 525 kVcc (in linea con gli ultimi standard di mercato). Tale modifica permette di aumentare indicativamente di 100 MW la capacità nominale dei collegamenti senza un aggravio di costi apprezzabile sui componenti elettromeccanici delle infrastrutture.

3.1 Processo di valutazione in due fasi

Al fine di ottenere la giusta flessibilità rispetto alle differenti necessità del sistema elettrico nazionale, in funzione dell'effettiva realizzazione e distribuzione geografica dei nuovi impianti FER, le nuove opere di trasmissione Hypergrid saranno progettate e avviate in iter autorizzativo in modo da disporre di un portafoglio di opere che possano essere realizzate in coerenza con l'effettiva evoluzione degli scenari, secondo l'approccio di valutazione in due fasi introdotto dall'Autorità con la deliberazione 15/2023⁴ che prevede la possibilità per il Gestore della rete elettrica di presentare istanza durante il biennio 2023 – 2024 per l'autorizzazione alle spese preliminari alla realizzazione di tre progetti.

Più nello specifico, il nuovo processo si sostanzia in una prima fase che riguarda l'autorizzazione a sostenere le spese necessarie a ottenere il decreto autorizzativo e una seconda fase (indicativamente a procedura autorizzativa prossima al completamento o già completata) che serve a dare il parere favorevole al successivo riconoscimento delle spese (efficienti) di realizzazione dell'intervento.

In considerazione delle finalità e della forte dipendenza degli interventi "Hypergrid" dall'effettivo concretizzarsi degli scenari energetici alla base del Piano di Sviluppo 2023, a luglio 2023 è stata presentata istanza all'Autorità richiedendo l'applicazione del nuovo processo in due fasi e, quindi, l'autorizzazione a sostenere le spese preliminari per i seguenti progetti:

- HVDC Milano – Montalto;
- Dorsale Adriatica;
- Dorsale Ionica – Tirrenica;
- Dorsale Sarda.

L'Autorità ha accolto positivamente l'istanza presentata e, con un processo conclusosi con la deliberazione 337/2024⁵, ha autorizzato il riconoscimento dei costi preliminari per l'HVDC Milano-Montalto, la Dorsale adriatica e il Sardinian Link (parte della Dorsale sarda) e dei costi necessari allo sviluppo delle tecnologie abilitanti Hypergrid.

Nell'individuazione dei progetti ammissibili, in considerazione della possibilità di ammettere al meccanismo tre progetti per il biennio 2023-2024, l'Autorità ha deciso di dare precedenza agli interventi considerati maggiormente dipendenti dagli scenari energetici per i quali risulta quindi più urgente avviare le attività ai fini della successiva realizzazione in considerazione delle date di entrata in esercizio previste.

Per quanto riguarda i progetti rimanenti, ossia la Dorsale Ionico-Tirrenica e il SAPEI 2, potranno essere ripresentati nelle future istanze, ciò anche in considerazione dell'estensione del meccanismo di approvazione in due fasi previsto dall'Autorità con la Delibera 562/2024⁶.

3.2 Avanzamento studi tecnologici

La realizzazione del progetto Hypergrid ha portato alla necessità di ingegnerizzare nuove soluzioni innovative in grado di riguardare gli obiettivi previsti dal progetto.

Terna ha quindi condotto vari studi e approfondimenti tecnologici soprattutto nell'ambito dei sostegni da impiegare per la realizzazione dei nuovi elettrodotti aerei:

- sostegni a "5 Fasi";
- sostegni HVDC a ± 525 kV.

⁴ Consultabile al seguente link: <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/23/015-23.pdf>.

⁵ Consultabile al seguente link: <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/24/337-2024-R-eel.pdf>.

⁶ Consultabile al seguente link: <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/24/562-2024-R-eel.pdf>

Sostegni a “5 Fasi”

I nuovi sostegni a “5 Fasi” costituiscono una nuova generazione di sostegni sviluppati da Terna caratterizzati da una drastica riduzione dei campi elettrici e magnetici rispetto ai sostegni tradizionali e al contempo garantendo una migliore interazione paesaggistica sui territori grazie al contenimento delle dimensioni e alla gradevolezza delle forme. Ai vantaggi legati alla migliore accettabilità ambientale, si affianca un sensibile incremento della potenza elettrica trasmissibile. La soluzione è stata oggetto di concessione di Brevetto per Invenzione Industriale, rilasciato dall'Ufficio Brevetti Italiano a conferma della capacità di Terna di rispondere alle nuove esigenze con soluzioni innovative e concrete in termini di risultati e applicabilità industriale.

I sostegni “5 Fasi” costituiscono uno strumento semplice e concreto per l'abilitazione della transizione energetica, senza ulteriore consumo di suolo, ottimizzando così l'utilizzazione degli esistenti corridoi elettrici infrastrutturali.

L'idea sviluppata rappresenta l'involuppo di tanti elementi: innovazione, esperienza di esercizio sulle reti, ricerca di soluzioni tecniche sostenibili per il territorio come, ad esempio, una particolare soluzione di camouflage digitale dove cromie e geometrie sono state sapientemente miscelate assieme per perseguire la gradevolezza visiva delle opere.

La nuova tecnologia è sostanziale anche da un punto di vista industriale, potendosi utilizzare i medesimi materiali, attrezzature e metodi di lavoro, già nella disponibilità dell'industria e delle Imprese Elettriche nazionali.

Figura 6 *Sostegno “5 Fasi” a traliccio*



Figura 7 *Sostegno “5 Fasi” monostelo con camouflage “digitale”*



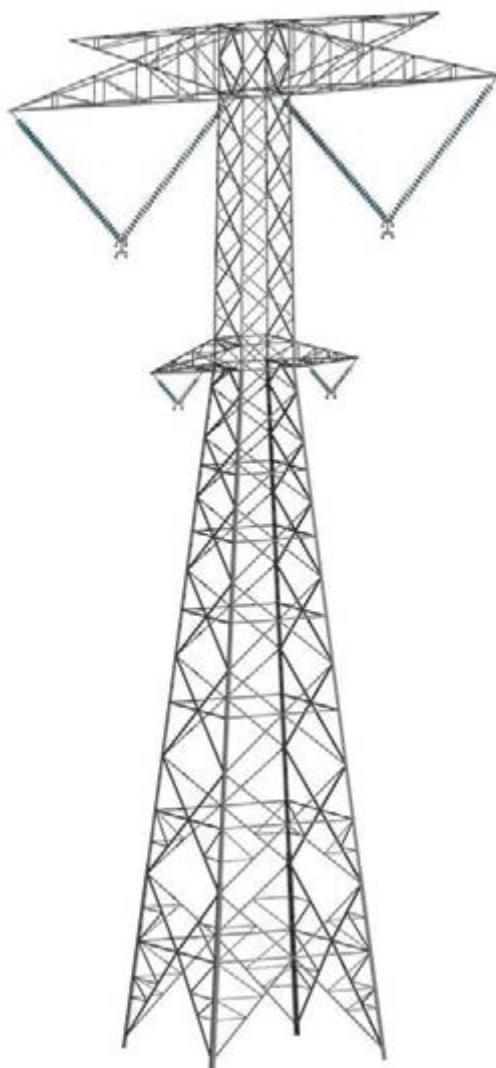
Sostegni HVDC a ± 525 kV

Gli interventi recentemente previsti nel PdS includono l'ammodernamento di dorsali in corrente alternata (a 220 o 380 kV) con linee aeree in corrente continua con tensione fino a ± 525 kVcc, caratterizzate da un'elevata capacità di trasporto su lunghe distanze. L'impiego di tale soluzione per elettrodotti aerei in c.c. rappresenta la prima applicazione in Europa e ha richiesto l'ingegnerizzazione di una nuova famiglia di sostegni (*Figura 8*), il cui design e relativa progettazione si sono basati su principi di sostenibilità ambientale e sociale, con particolare riferimento alla ricerca della migliore interazione visiva, alla minimizzazione dei campi statici e del rumore acustico.

La progettazione del sostegno e la scelta del fascio di conduttori sono state infatti effettuate in modo da garantire il rispetto degli stringenti limiti prescritti dalla legge italiana in termini di rumore acustico e delle più recenti raccomandazioni internazionali relative ai campi statici elettrico e magnetico.

Le nuove linee HVDC si caratterizzano inoltre per una elevata resilienza agli agenti ambientali e meteorologici e sono state progettate per le più diverse condizioni di impiego del progetto Hypergrid, che comprendono sia ambienti di installazione a elevata contaminazione salina (ad esempio, in prossimità delle coste) che ambienti di installazione a elevati sovraccarichi di neve (ad esempio, in zone appenniniche). Le linee HVDC sono infine già predisposte per il futuro eventuale impiego di interruttori in corrente continua, in particolare per quanto riguarda i livelli di isolamento.

Figura 8 *Sostegno HVDC fino a ± 525 kV*



3.3 Architettura di rete al 2034 e al 2040

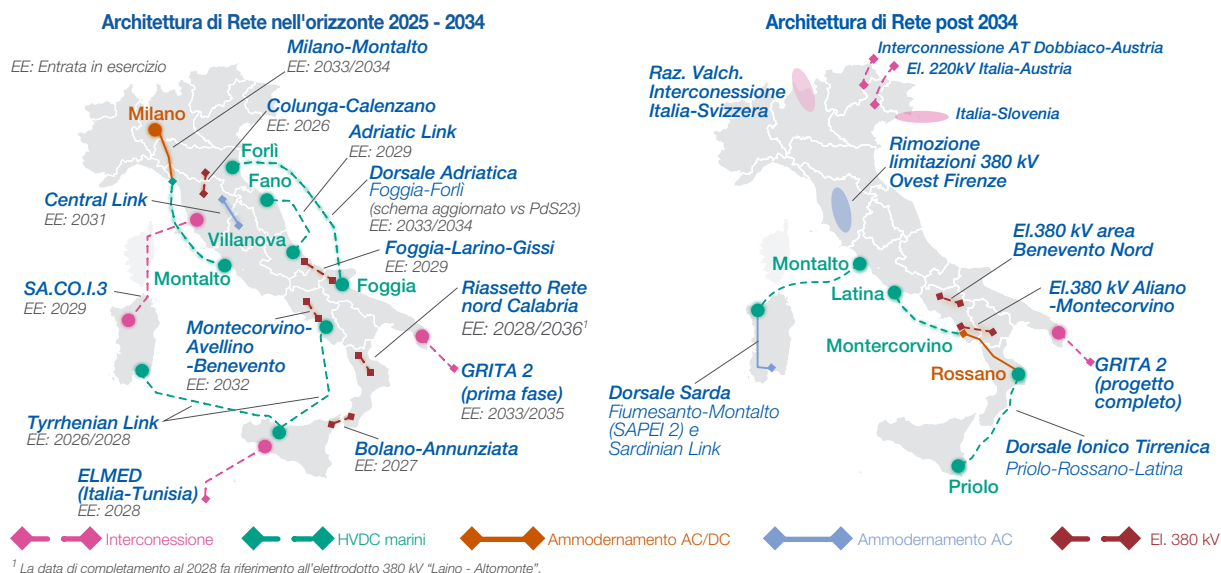
In funzione di una visione olistica del sistema elettrico nazionale, gli interventi del Piano di Sviluppo 2025 perseguono l'obiettivo di creare sinergia con le opere di sviluppo già pianificate (nel PdS 2023 e precedenti) e con le infrastrutture esistenti al fine di garantire la massima sicurezza e flessibilità di esercizio.

L'architettura di rete al 2034 e al 2040 tiene conto della sinergia tra il progetto Hypergrid e gli interventi su rete AAT già pianificati, al fine di:

1. gestire in maniera ottimale gli scambi di energia intrazonali;
2. garantire il trasferimento dell'energia prodotta dagli impianti rinnovabili verso le zone di alto consumo;
3. assicurare una piena controllabilità dei flussi in tutte le direzioni;
4. sostenere il mutuo soccorso tra le varie zone di mercato in caso di necessità.

Nella **Figura 9** si riportano i principali interventi di sviluppo pianificati al 2034 e al 2040.

Figura 9 Principali interventi di rete previsti nell'orizzonte decennale 2025-2034 e post 2034



L'architettura di rete prevista tiene conto dei seguenti progetti principali su cui sono disponibili avanzamenti rilevanti rispetto al PdS 23:

1. **El 380 kV Bolano Annunziata:** Il nuovo elettrodotto sottomarino 380 kV Bolano-Annunziata permetterà di raggiungere una capacità di scambio complessiva tra Sicilia e Calabria fino a 2.000 MW, garantendo l'esercizio della rete in sicurezza. L'intervento, autorizzato a settembre 2024, permetterà l'integrazione della nuova generazione FER prevista in Sicilia e al Sud Italia.
2. **Tyrrhenian Link:** I sistemi elettrici della Sardegna e Sicilia sono caratterizzati da pochi impianti – di grandi dimensioni e in parte vetusti – con forte presenza di FER non programmabili e in costante aumento. La scarsa magliatura con il Continente porta a un'elevata sensibilità alle perturbazioni di rete, acuite da una ridotta disponibilità di risorse di regolazione. La soluzione di sviluppo attualmente in fase di realizzazione prevede una nuova interconnessione in corrente continua (HVDC VSC) tra Sardegna, Sicilia e Continente, suddivisa in due tratte, Sardegna - Sicilia (West link autorizzato a settembre 2023) e Sicilia – Continente (East link autorizzato a settembre 2022), e quattro Stazioni di Conversione (SdC), ciascuna con capacità di conversione pari a 1.000 MW.
3. **Elmed:** Il nuovo collegamento elettrico tra Italia e Tunisia metterà in comunicazione la stazione elettrica di Partanna (TP) con una stazione corrispondente nella penisola tunisina di Capo Bon. L'opera è ritenuta di rilevanza strategica per il sistema elettrico di trasmissione del bacino mediterraneo e fornisce uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa. La nuova interconnessione

autorizzata a maggio 2024 contribuirà a un incremento dei benefici per il sistema elettrico italiano e anche all'intero sistema europeo in termini di sostenibilità e integrazione dei mercati.

4. **Adriatic Link**: nuovo HVDC VSC connesso ai nodi elettrici di Villanova e Fano con una potenza nominale di 1.000 MW che consente di incrementare la capacità di trasporto tra Centro Sud e Centro Nord. Le attività del progetto, avviate nel 2022, hanno portato all'ottenimento del decreto autorizzativo a gennaio 2024.
5. **SA.CO.I.3**: nuovo collegamento HVDC VSC SA.CO.I.3, in configurazione bipolare, che collega Toscana e Sardegna tra le stazioni di Suvereto e Codrongianos abilitando una capacità di trasporto per una potenza complessiva di 400 MW e una tensione di 200 kVcc. Il progetto ha ottenuto il decreto autorizzativo a settembre 2023.
6. **EI. 380 kV Montecorvino- Benevento**: L'intervento prevede la realizzazione di un nuovo elettrodotto 380 kV tra le aree di Montecorvino e Benevento, prevedendo il passaggio per la SE 380 kV Avellino N., e l'adeguamento delle stazioni 380 kV di Montecorvino e Benevento, funzionali alla costruzione ed esercizio del nuovo elettrodotto. La soluzione sfrutterà possibili sinergie con corridoi e infrastrutture esistenti, consentirà di traguardare maggiore affidabilità nonché l'integrazione in sicurezza della nuova generazione FER, grazie all'aumento del limite di transito tra Sud e Centro Sud.
7. **L' HVDC Milano – Montalto** (codice 355-P/HG-1), che permetterà di bilanciare i transiti tra il Lazio e la Toscana e raggiungere le regioni del Nord Italia (Lombardia), caratterizzate da una grande domanda di energia. L'HVDC VSC Milano-Montalto collegherà il Lazio (zona di Mercato Centro Sud) alla Lombardia (zona di mercato Nord) passando per la Liguria, comprenderà un collegamento marino HVDC e il riutilizzo delle dorsali AC esistenti previo ammodernamento in DC mediante ricostruzione su medesimo tracciato o in adiacenza delle stesse fino a ± 525 kV in corrente continua. La capacità complessiva del collegamento è superiore ai 2 GW, conseguibile grazie agli sviluppi tecnologici in corso di approfondimento tra Terna e fornitori.
8. Il **Central Link** (codice 356-P/HG-2), che permetterà di incrementare di 600 MW i flussi transitanti sull'attuale linea a 220 kV tra Villavalle (Umbria) e S. Barbara (Toscana) senza superare le limitazioni legislative connesse al campo elettromagnetico, grazie all'impiego di sostegni innovativi denominati "5 Fasi".
9. La **Dorsale Sarda** (codice 732-P/HG-3), che consentirà di sfruttare al meglio l'integrazione di impianti rinnovabili prevista negli anni prossimi venturi nelle regioni meridionali, facilitando i flussi energetici dal Sud verso le regioni centro-settentrionali. Tale dorsale comprenderà:
 - **l'HVDC Fiumesanto – Montalto** (cd. "Sapei 2"), in tecnologia VSC e avente capacità di 1.000 MW, tra le stazioni esistenti di Fiumesanto in Sardegna e di Montalto nel Lazio, laddove la stazione di conversione sfrutterà siti industriali dismessi. Grazie alla nuova stazione di conversione in tecnologia VSC, in grado di fornire un importante supporto alla tensione di rete, si potrà sensibilmente aumentare la stabilità della rete sarda;
 - **il Sardinian Link**, consistente nella ricostruzione con conseguente incremento di capacità della rete 220 kV nell'entroterra sardo mediante la sostituzione dei tralicci attuali con sostegni innovativi a basso impatto elettromagnetico denominati "5 Fasi".
10. La **Dorsale Ionica – Tirrenica** (HVDC Priolo - Rossano – Latina, codice 563-P/HG-4) che collegherà la Sicilia al Lazio con una stazione intermedia sita in Calabria (Rossano). Tra i vantaggi attesi da tale intervento si ricordano come maggiormente significativi l'aumento della flessibilità operativa, il rafforzamento del collegamento tra Sicilia e Continente, l'aumento della robustezza e dell'affidabilità della rete siciliana e infine l'abilitazione di uno sfruttamento più efficiente delle risorse disponibili e future, tutto questo minimizzando gli investimenti grazie al riutilizzo per gran parte del tracciato delle infrastrutture esistenti. La Dorsale Ionica-Tirrenica permetterà un incremento della capacità di trasporto di oltre 2 GW sulle sezioni Sicilia-Calabria, Calabria-Sud e Sud-Centro Sud. Tale dorsale comprenderà tre tratti HVDC, tutti in tecnologia VSC:
 - **HVDC marino** tra la stazione di conversione di Latina e una stazione di transizione aereo-cavo situata nei pressi di Montecorvino: la capacità del nuovo collegamento sarà superiore a 2.000 MW, conseguibile grazie agli sviluppi tecnologici in corso di approfondimento tra Terna e fornitori.
 - **ammodernamento in DC** mediante ricostruzione su medesimo tracciato o in adiacenza delle stesse fino a ± 525 kVcc in corrente continua degli attuali elettrodotti in corrente alternata Rossano-Laino (380 kV) e Laino-Tuscanico (220 kV). Il nuovo collegamento si attesterà da un lato alla stazione di transizione aereo-cavo nei pressi di Montecorvino e dall'altro a una nuova stazione di conversione superiore a 1.000 MW a Rossano, sfruttando ove possibile l'utilizzo di siti industriali previsti in via di dismissione;
 - **HVDC marino** tra la stazione di conversione di Rossano e una nuova stazione di conversione da localizzarsi nei pressi del sito di Priolo in Sicilia, sfruttando ove possibili siti industriali in via di dismissione.

11. La **Dorsale Adriatica** che nella sua soluzione tecnologica prevede un unico collegamento HVDC VSC biterminale tra i nodi estremi di Foggia e Forlì (codice 447-P/HG-5) con tensione fino a ± 525 kVcc, che garantirà il rafforzamento del corridoio adriatico per gli scambi di energia su questa dorsale. Questo HVDC permetterà di incrementare le capacità di scambio di 600 MW sulla sezione di mercato Sud-Centro Sud, 700 MW sulla sezione Centro Nord – Nord e abilitare una capacità di scambio superiore a 2 GW diretta sulla nuova sezione di mercato Sud – Nord conseguibile grazie agli sviluppi tecnologici in corso di approfondimento tra Terna e fornitori.


In sintesi, il progetto Hypergrid unitamente a tutti gli interventi previsti sulla rete AAT e gli interventi Capital Light inclusi nel PdS 2025 in continuità con il PdS 2023, consentirà di traguardare gli obiettivi di decarbonizzazione comunitari, favorendo la connessione della mole imponente di impianti rinnovabili necessari garantendo al contempo un aumento di sicurezza, flessibilità, controllabilità e resilienza della rete stessa.

Le soluzioni tecnologiche adottate (ad es. impianti HVDC con tecnologia VSC) permetteranno, grazie alle loro caratteristiche, una piena controllabilità e bidirezionalità dei flussi di potenza, garantendo al contempo un significativo contributo alla robustezza di rete grazie al controllo rapido di potenza reattiva nei nodi AC di connessione. Tali aspetti rivestono un'importanza cruciale nell'ottica di un sistema elettrico dominato dalla generazione rinnovabile, come si prevede sarà la rete elettrica nazionale nel prossimo futuro.

Considerando i diversi orizzonti temporali nei quali si prevede l'effettiva realizzazione dei vari progetti, i singoli interventi potranno essere ulteriormente ottimizzati laddove gli avanzamenti tecnologici dei prossimi anni dovessero rendere disponibili, soluzioni impiantistiche migliorative rispetto allo stato dell'arte attuale.

A conferma dei benefici relativi agli interventi che maggiormente concorrono al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e al raggiungimento della transizione energetica, l'analisi costi-benefici ne ha dimostrato anche la piena sostenibilità attraverso solidi indici di utilità per il sistema (IUS), nonostante uno sfidante contesto di costi crescenti.





4.1 Sfide allo sviluppo ottimizzato della RTN	36
4.2 Soluzioni tecnologiche per l'ottimizzazione della rete	39
OMP - Organo di Manovra su Palo	39
Reconductoring	41
Dynamic Thermal Rating	41
Rimozione limitazioni su elementi di stazione e linee	43
Criteri innovativi dei sistemi di difesa	43
4.2.1 Massimizzazione Asset in Sicilia e Campania	44
4.2.2 Interzonali	46
4.2.3 Massimizzazione produzione da FER	47
4.2.4 Congestioni in Area Nord	49



4 Digitalizzazione e Massimizzazione asset esistenti

Digitalizzazione e Massimizzazione asset esistenti

4.1 Sfide allo sviluppo ottimizzato della RTN

Il portafoglio di interventi di sviluppo pianificati nel Piano di Sviluppo rispondono a specifiche finalità strategiche, suddivise tra:

- **Connessioni FER e NON FER:** Terna ha l'obbligo normativo di connettere gli impianti autorizzati di generazione FER alla Rete di Trasmissione Nazionale, oltre che il raggiungimento dei target di nuova capacità rinnovabile. Ha, inoltre, l'obbligo di connettere gli utenti di consumo che ne facciano richiesta;
- **Interventi Interzonal:** aumentano i limiti di transito tra le sezioni di mercato e massimizzano lo scambio di energia tra le zone. (es. Hypergrid, Tyrrhenian Link, Adriatic Link, Elettrodotto 380 kV Bolano-Annunziata);
- **Interconnessioni con l'estero:** interventi per una maggiore integrazione dei mercati europei, favorendo benefici, quali riduzione del PUN, approvvigionamento diversificato del mix produttivo e di riserva dall'estero e servizi di bilanciamento dei mercati. (es. ELMED, Italia-Austria, GRITA 2);
- **Interventi Intrazonali:** interventi che favoriscono lo scambio all'interno della stessa sezione, funzionali all'integrazione delle FER e alla risoluzione di congestioni (es. El. 380 kV Chiaramonte Gulfi-Ciminna);
- **Riassetto Rete:** interventi di razionalizzazione e riassetto di porzioni di rete esistente per garantire l'efficienza e la sicurezza del servizio (es. Razionalizzazione Brianza, Riassetto Nord Calabria, Area Nord Ragusa, Riassetto Penisola Sorrentina).

La pianificazione dello sviluppo della rete elettrica segue un processo strutturato che mira a incrementare la capacità di scambio al fine di garantire la massima economicità per il sistema abilitando le nuove fonti rinnovabili e la generazione più efficiente. Al contempo il processo deve tenere conto di un miglioramento dell'affidabilità di alimentazione e della qualità del servizio per le utenze.

La pianificazione di nuove infrastrutture di rete deve tener conto di numerosi aspetti, dall'individuazione dell'esigenza elettrica passando per le fasi di concertazione con il territorio, progettazione, autorizzazione e infine di realizzazione con tutti i rischi associati alle rispettive fasi.

Ne derivano tempistiche di realizzazione delle opere RTN spesso condizionate da numerosi fattori come i tempi di attuazione del Piano di Sviluppo e i tempi autorizzativi che, in alcuni casi, portano a modifiche delle scelte di progettazione. Risulta necessario dunque pianificare per tempo le nuove infrastrutture tenendo conto dell'evoluzione attesa dello scenario di rete futuro considerando il quadro legato alle connessioni di impianti di generazione, in particolare da fonti rinnovabili.

In tale contesto, per far fronte alle già presenti criticità di rete, si introduce la necessità di identificare ulteriori interventi a integrazione di quelli già previsti nel Piano di Sviluppo (PdS), in ottica di ottimizzazione degli investimenti sulla rete di trasmissione nazionale (RTN) garantendo i massimi benefici ottenibili per il sistema incrementando lo sfruttamento delle infrastrutture RTN esistenti.

Ciascun componente di rete è soggetto a specifici limiti di esercizio che ne garantiscono il funzionamento in linea con la normativa tecnica di riferimento. Inoltre, la gestione del sistema elettrico è effettuata per garantirne il pieno funzionamento anche in condizioni di rete non integra, necessari per consentire alla RTN di trasmettere energia in modo continuativo ed efficiente. In particolare, per le linee elettriche aeree il conduttore è l'elemento per il quale vengono imposti limiti di temperatura per evitare sollecitazioni meccaniche che possono pregiudicare sia la vita residua del componente che, più in generale, l'esercizio normale del collegamento sulla base delle distanze di sicurezza da rispettare secondo le normative tecniche e i valori di portata di progetto da rispettare.

In conformità con le disposizioni normative attualmente in vigore, l'analisi dimensionale per la progettazione degli elementi di rete richiede che siano soddisfatti i vincoli tecnici rappresentanti le condizioni di esercizio più gravose, le quali determinano le condizioni operative limite dell'asset considerato.

Tale dimensionamento delle infrastrutture di rete è giustificato dalla necessità di prevenire o limitare la gravità di situazioni di esercizio anormale (e.g. sovraccarico del conduttore, sovratensioni, violazione delle distanze di sicurezza) che potrebbero compromettere la qualità del servizio dell'intero sistema di trasmissione. Questo approccio conservativo, sebbene assicuri un livello elevato di sicurezza operativa per l'infrastruttura, comporta che, per condizioni di esercizio meno gravose rispetto a quelle di progetto, non si possa sfruttare pienamente l'infrastruttura di rete. Ciò comporta il rischio di un sovradimensionamento della capacità della rete, con conseguente impatto economico nel caso di limitazioni evitabili agli utenti o ai produttori di energia.

Gli **interventi di rimozione limitazioni e upgrade tecnologico sugli asset RTN**, descritti nei paragrafi successivi, **sono mirati** dunque **a ottenere il massimo rendimento delle infrastrutture di rete** e, a seconda delle criticità su cui vanno ad agire, **rispondono alle seguenti necessità principali**:

Integrazione efficiente delle fonti rinnovabili

In particolare, considerando gli obiettivi nazionali di incremento della capacità FER installata, intervenendo tramite soluzioni che abilitino la nuova capacità con tempistiche coerenti all'entrata in esercizio dei nuovi impianti di generazione FER.

Incremento della capacità di scambio tra zone di mercato

I conseguenti benefici per il sistema e le utenze derivano da una riduzione delle ore di congestione e delle differenze di prezzo dell'energia tra le zone di mercato.

Ridurre il consumo di suolo

Si preferiscono, laddove applicabile, soluzioni incrementalistiche o di massimizzazione delle potenzialità degli asset esistenti evitando di prevedere infrastrutture aggiuntive.

Gestire potenziali criticità di rete

Criticità di rete dovute a possibili variazioni di scenario di concretizzazione di impianti FER tramite la pianificazione di attività di rimozioni limitazioni e aggiornamento tecnologico su asset esistenti con tempistiche di intervento adeguate.

In particolare, gli interventi che massimizzano gli asset finalizzati all'incremento della capacità tra zone di mercato offrono una maggiore disponibilità, durante l'anno, della capacità massima di scambio garantendo un beneficio rilevante durante particolari condizioni della rete, influite dalle forti iniezioni di energia da fonte rinnovabile non programmabile (FNRP), dalla disomogenea ripartizione dei flussi, dalla disponibilità di risorse e dalla gestione in sicurezza ed economia anche durante lavori o manutenzioni programmate. Questo si traduce in interventi che incrementano strutturalmente la capacità e altri che ne incrementano probabilisticamente la capacità durante l'anno.

4.2 Soluzioni tecnologiche per l'ottimizzazione della rete

Nel presente paragrafo vengono illustrate alcune delle tecnologie impiegate per la digitalizzazione e massimizzazione dello sfruttamento degli asset delle reti esistenti. In particolare, le soluzioni tecnologiche descritte mirano a incrementare la capacità di controllo e il monitoraggio della rete garantendo una maggiore flessibilità operativa e una conseguente ottimizzazione dei costi di sistema.

OMP - Organo di Manovra su Palo

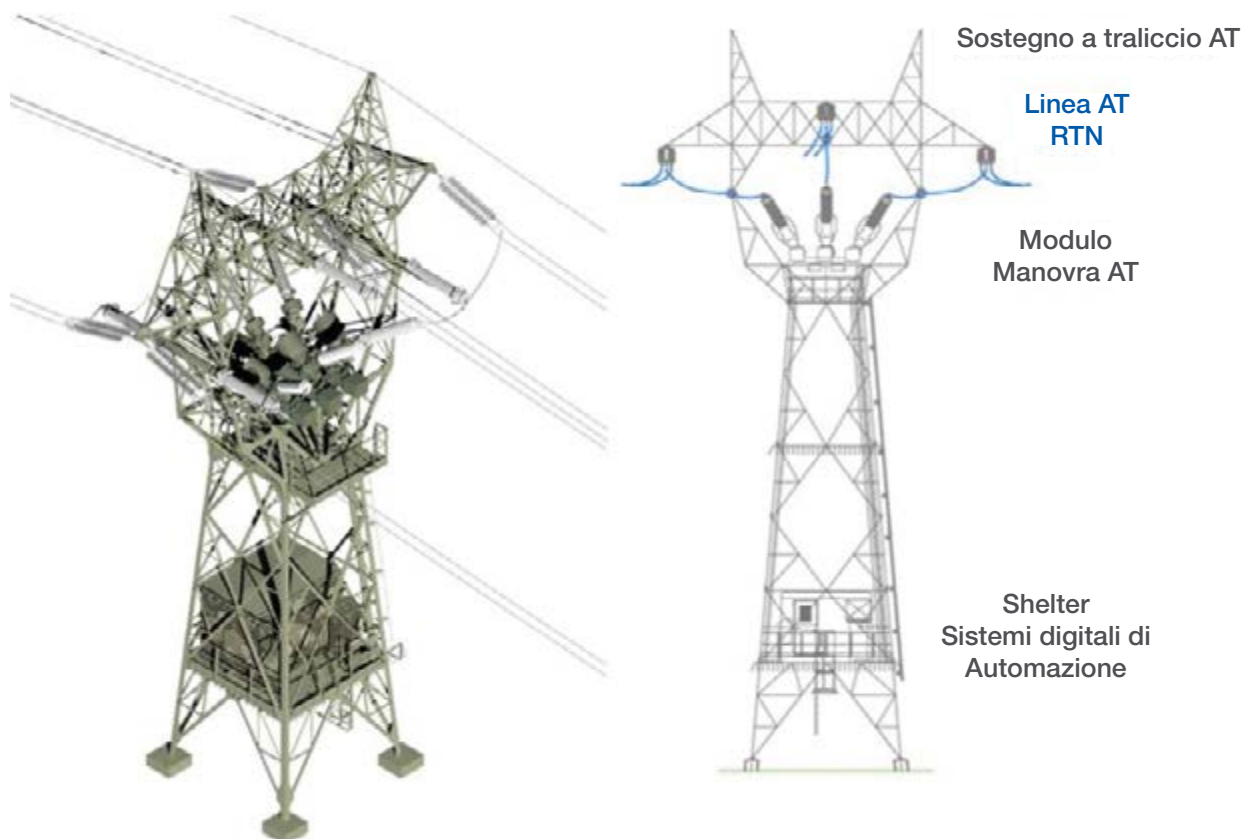
L'intervento migliorativo attuabile con l'invenzione nota in gergo come OMP (Organo di Manovra su Palo), si basa sulla sostituzione degli esistenti dispositivi di manovra (ove eventualmente presenti), di tipo manuale, o di derivazioni rigide, con nuove apparecchiature, isolate in gas e facilmente disponibili sul mercato, in unione a uno shelter per il comando e controllo delle stesse. Tutti questi dispositivi sono opportunamente integrati nella struttura reticolare del sostegno a traliccio e opportunamente associati a un sistema digitale di automazione, con la possibilità di teleconduzione da remoto.

Terna ha progettato, sviluppato e brevettato questa tecnologia, a conferma ulteriore della sua capacità di rispondere alle nuove esigenze con soluzioni innovative e concrete in termini di risultati e applicabilità industriale.

Questa nuova soluzione consente di:

- **elevare la flessibilità** di esercizio della Rete, grazie alla capacità di interrompere le correnti nominali, nonché di intervenire su guasto, anche in modo selettivo;
- **interagire con le Stazioni** elettriche presenti sul territorio ed essere teleconducibile da remoto;
- essere **espressione dell'evoluzione tecnologica**, risultando una soluzione compatta, resiliente alle condizioni climatiche e sostenibile in termini ambientali e sociali.

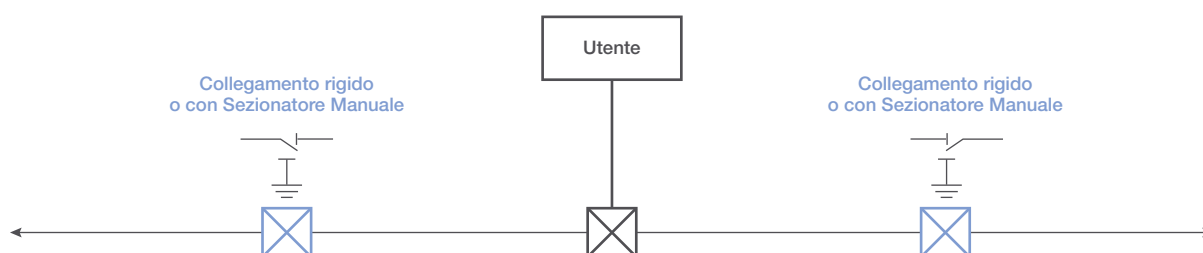
Figura 10 Rappresentazione schematica dell'OMP e delle sue principali componenti



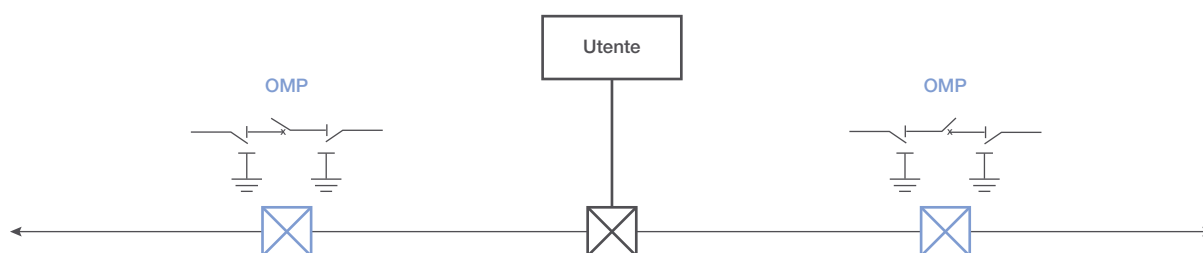
La soluzione può essere realizzata con un intervento poco invasivo sulla linea AT interessata, tramite la sostituzione di due soli sostegni (Figura 11). A differenza di una connessione rigida, questa soluzione garantisce la continuità dell'alimentazione all'utente anche in caso di guasto su una porzione di linea.

Figura 11 *Installazione OMP tramite sostituzione di due sostegni*

RTN: Assetto Rete iniziale

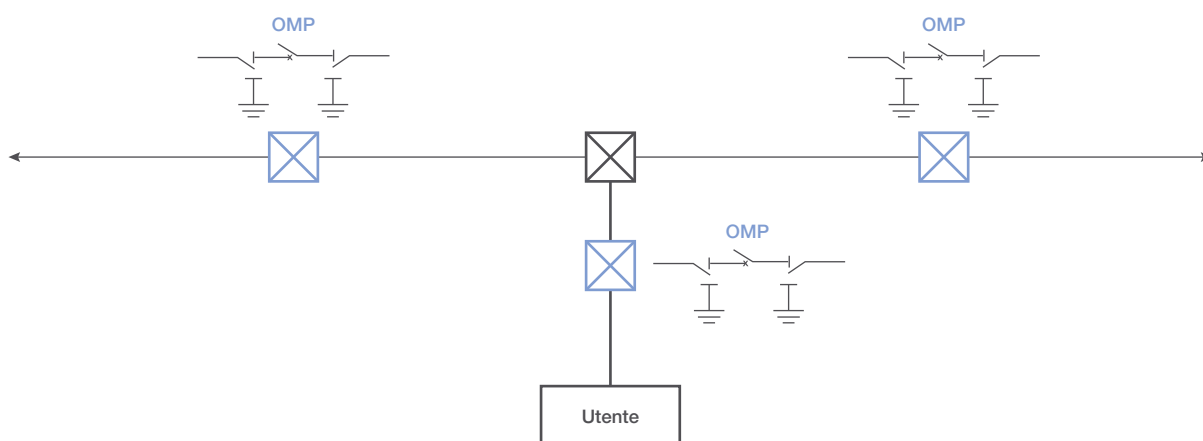


RTN: Assetto Rete migliorato con la soluzione dell'OMP



L'assetto di rete può essere ulteriormente migliorato tramite l'eventuale installazione di un terzo OMP in derivazione verso l'utenza (Figura 12). Questa configurazione garantisce la continuità dell'esercizio della linea anche in caso di guasto verso l'utenza dal momento che questa può essere isolata tramite l'apertura dell'interruttore.

Figura 12 *Installazione OMP tramite la sostituzione di tre sostegni*



L'utilizzo dell'OMP è particolarmente utile nei casi vi sia la stringente necessità temporale di collegare un'utenza attiva.

Sono stati realizzati sinora due progetti pilota di installazione dell'OMP (n° 4 dispositivi complessivi) sulla linea aerea 220 kV n.209 "Villeneuve – Chatillon", in corrispondenza di due derivazioni rigide per l'acciaieria "Deltacogne" e per la Centrale Idroelettrica di Quart, migliorando in modo significativo l'esercizio della porzione di rete alimentata.

Reconductoring

Il **Reconductoring**, ossia la sostituzione dei conduttori di tipo convenzionale con altri conduttori caratterizzati da prestazioni migliorate in termini di freccia e temperatura di esercizio. Tale intervento risulta particolarmente efficace nella rimozione di “colli di bottiglia”, nel rispetto dei vincoli tecnico/normativi applicabili.

L'alluminio incrudito, usato nei conduttori convenzionali ACSR, se sottoposto a temperature elevate, subisce il fenomeno metallurgico della ricottura, che comporta un sensibile decadimento della resistenza meccanica del materiale; inoltre, i conduttori convenzionali ACSR presentano frecce significativamente crescenti in caso di esercizio ad alta temperatura.

I conduttori HTLS (High Temperature – Low Sag) unificati Terna possono migliorare le prestazioni di esercizio della linea in quanto caratterizzati da:

- un **mantello esterno** realizzato con leghe di alluminio-zirconio **con una temperatura limite superiore rispetto a quello dell'alluminio tradizionale**;
- un'**anima realizzata con materiali a ridotto coefficiente di dilatazione termica**, come le leghe di ferro-nichel o materiali compositi, che permette di contenere l'incremento di freccia del conduttore nell'esercizio a temperature più elevate.

Dynamic Thermal Rating

Il Dynamic Thermal Rating (DTR) rappresenta il metodo di gestione dei conduttori degli elettrodotti in “temperatura”, volto a verificarne gli effettivi limiti di esercizio al variare delle condizioni di rete e dei parametri ambientali, nel rispetto dei vincoli di sicurezza di tutte le campate costituenti ciascuna linea. Il sistema considera in input il valore della corrente transitante lungo la linea in esame, i parametri tecnici del collegamento, l'effettiva temperatura del conduttore rilevata in alcune campate considerate più critiche, nonché le condizioni ambientali rilevate tramite stazioni meteo e previsioni ad alta risoluzione, continuamente inviate a un server centrale di Terna che elabora le informazioni ricevute. Il modello implementato calcola il massimo valore di corrente sostenibile in sicurezza fino a trenta minuti in avanti. Tale sistema consente di superare il tradizionale approccio di gestione degli asset in “corrente” a favore di uno in “temperatura” in grado di garantire una gestione ottimale dell'infrastruttura. Grazie alla migliore gestione dell'asset è spesso possibile posticipare o, in determinati casi, evitare azioni di ri-dispacciamento delle unità di produzione, con sensibile riduzione dei costi associati.

Le tecniche DTR si basano su modelli e metodi di calcolo consolidati in letteratura per determinare la temperatura del conduttore e la sua capacità di trasporto in tempo reale. I due principali approcci per la valutazione della temperatura reale del conduttore sono solitamente suddivisi in: (i) metodi basati su misurazioni dirette, effettuate con sensori posizionati lungo le linee; (ii) metodi indiretti, che stimano la temperatura attraverso modelli matematici alimentati da dati ambientali, previsioni meteorologiche e informazioni sulla corrente transitante lungo le linee. Per migliorare la precisione delle previsioni, vengono utilizzati anche metodi ibridi, che combinano le previsioni legate all'utilizzo di modelli fisici con misure dirette disponibili dal campo, unendo i vantaggi di entrambi gli approcci per migliorare la precisione e la velocità di calcolo, come nel caso dell'approccio adottato da Terna.

Il modello adottato per il calcolo dei limiti dinamici si basa sul modello CIGRE “*Thermal Behaviour of Overhead conductor*”, che consente di calcolare la temperatura del conduttore tenendo conto di vari contributi (effetto Joule, irraggiamento solare, scambio termico con l'aria ambiente), integrato in un modello termo-meccanico distribuito che consente di valutare le condizioni del conduttore per singola campata, stimando anche l'effetto della variazione di temperatura sul tiro e sulla freccia del conduttore stesso.

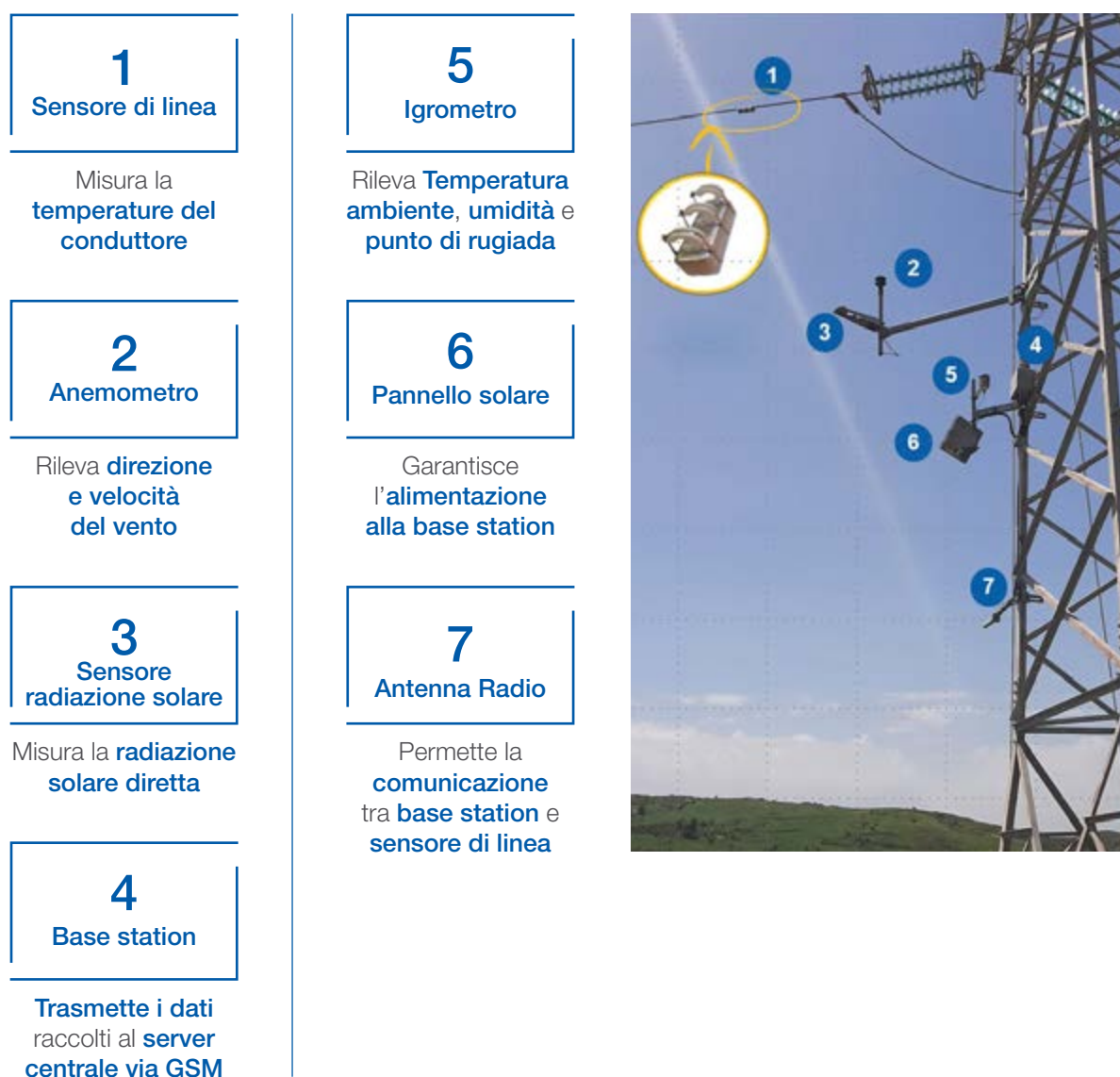
Terna ha adottato una soluzione tecnologica che integra sensori, algoritmi di calcolo e un sistema di comunicazione per monitorare in tempo reale lo stato degli asset di rete, fornendo agli operatori una visione dettagliata delle condizioni della linea. Questo sistema consente una gestione flessibile e sicura della capacità di trasporto, abilitando in funzione delle condizioni meteorologiche e di esercizio della rete, il transito di maggiori volumi di energia sulle linee oggetto di calcolo DTR.

La sensoristica implementata sul campo prevede tre elementi principali:

- sensori di temperatura posizionati direttamente sul conduttore di fase;
- sensori di misura delle variabili meteo (irraggiamento solare, velocità del vento, temperatura ambiente, umidità), posizionati sui sostegni delle linee abbigliate per l'implementazione del DTR;
- base station (datalogger e modem) necessaria per l'acquisizione e la comunicazione delle grandezze misurate verso i sistemi centrali.

La [Figura 13](#) mostra uno schema indicativo della sensoristica DTR installata in campo da Terna.

Figura 13 Sensoristica DTR utilizzata per il monitoraggio in tempo reale della linea

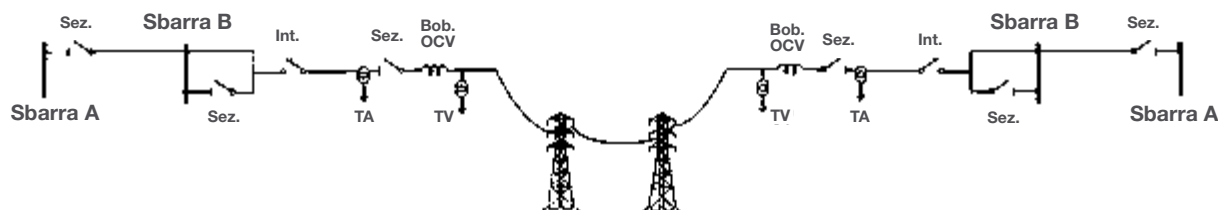


Rimozione limitazioni su elementi di stazione e linee

Da un punto vista elettromeccanico, le linee elettriche sono composte da molteplici componenti (sostegni, conduttore, dispositivi di potenza negli stalli d'impianto ecc.) ciascuno dotato dalle proprie caratteristiche meccaniche ed elettriche. Le performance della linea sono calcolate in considerazione di ciascuno degli elementi che la compone.

In attesa del completamento degli interventi di sviluppo della RTN, tipicamente caratterizzati da elevati tempi di realizzazione, Terna ha individuato una serie di interventi c.d. *Capital Light*, caratterizzati da un costo contenuto dell'intervento e rapidità di completamento. In questa categoria si inquadrano gli interventi di rimozione delle limitazioni introdotte dai componenti di potenza (razionalizzazione delle bobine a onde convogliate, sostituzione dei trasformatori di corrente o variazione del loro rapporto di trasformazione, sostituzione delle sbarre di stazione, ecc.). Tali interventi permettono di sfruttare maggiormente gli asset esistenti che impattano tipicamente le sezioni critiche di rete aumentando i limiti di transito sia tra zone di mercato che all'interno delle medesime zone con conseguenti benefici in termini di competitività dei mercati, massimizzazione della produzione da fonte rinnovabile, ottimizzazione dei vincoli di produzione imposti alle diverse unità di produzione.

Figura 14 Schema unifilare standard di un collegamento tra due impianti



Criteri innovativi dei Sistemi di Difesa

Il Sistema di Difesa di Terna è realizzato per proteggere la rete elettrica nazionale, contrastando gli eventi accidentali (guasti di elementi, fenomeni atmosferici, ecc.) tramite l'attuazione estremamente rapida di opportune azioni correttive (distacco carichi, distacco generatori, ecc.). Si tratta quindi di interventi automatici su evento, capaci di fronteggiare contingenze prevedibili, secondo logiche elaborate dal sistema centrale e memorizzate preventivamente negli apparati periferici, in modo da essere attuate istantaneamente su evento.

Nel corso degli ultimi anni Terna ha messo in campo una serie di modifiche al Sistema di Difesa indirizzate a (i) **massimizzare la disponibilità** anche a fronte di situazioni di rete straordinarie, come fuori servizi multipli o guasti di elementi di rete a essi contestuali (i.e. telescatti adattativi), (ii) **migliorare la stabilità del SEN** in condizioni di esercizio caratterizzate da scarsa capacità regolante da UP tradizione (es. termoelettriche) a favore di UP alimentate a fonti rinnovabili (es. eolica, fotovoltaica), (iii) **massimizzare il dispacciamento delle fonti rinnovabili** non programmabili.



Il primo sviluppo implementato, denominato “logiche adattative” permette di individuare automaticamente l’assetto di rete in esercizio e di creare automaticamente il set di informazioni necessarie al corretto funzionamento della logica di difesa. Questo permette di gestire in qualsiasi assetto tutte le contingenze critiche considerate, massimizzando la disponibilità del Sistema di Difesa anche in condizioni particolarmente atipiche, caratterizzate ad esempio da fuori servizio programmati multipli o da guasti che alterano, senza preavviso, l’assetto del perimetro di rete monitorata.

Il secondo sviluppo è legato all’evoluzione del parco di generazione, caratterizzato da un aumento della produzione da fonti rinnovabili, a cui si associa inevitabilmente una riduzione dei principali indicatori di robustezza dinamica di un sistema elettrico, quali l’inerzia e la potenza di cortocircuito. In determinate condizioni di esercizio, i sistemi preposti alla gestione in sicurezza del SEN in tempo reale, nella simulazione del comportamento dinamico del sistema, possono segnalare fenomeni di instabilità innescati al verificarsi di potenziali contingenze severe. Le nuove logiche di controllo del Sistema di Difesa implementate ottimizzano la risoluzione di alcune situazioni di criticità innalzano i livelli di robustezza del SEN e minimizzano i costi associati alle eventuali azioni di curtailment e di ridispacciamento che sarebbero state necessarie per ridurre i transiti a preventivo.

Infine, il terzo sviluppo agisce sulla massimizzazione del dispacciamento delle fonti rinnovabili. La crescente richiesta di connessione di impianti FER potrebbe esporre alla necessità di curtailment di tali risorse per salvaguardare l’esercizio in sicurezza della rete, nel rispetto del criterio di gestione N-1. Le nuove logiche a rilevanza locale monitorano l’evolvere delle condizioni afferenti a una data stazione e intraprendono azioni correttive atte a ripristinare istantaneamente le condizioni di sicurezza in caso del verificarsi di un evento sulla porzione di rete controllata, evitando quindi di ricorrere alla riduzione della produzione rinnovabile a preventivo.

4.2.1 Massimizzazione Asset in Sicilia e Campania

Nel presente paragrafo si riportano alcuni casi di applicazione delle soluzioni tecnologiche per l’ottimizzazione della rete (OMP, DTR, sistemi di difesa, etc.) descritte precedentemente al fine di far fronte con tempistiche coerenti all’evoluzione degli scenari di generazione in atto.

L’analisi delle condizioni attuali della rete, confrontate a quelle previsionali negli scenari evolutivi considerati in fase di pianificazione, ha permesso di identificare gli interventi necessari, valutandone anche la prioritizzazione, e le tempistiche di realizzazione per raggiungere gli obiettivi di sviluppo. Sulla base degli scostamenti tra l’effettivo avanzamento degli iter autorizzativi o delle attività di cantiere rispetto a quanto previsto nell’ultima versione del PdS, è possibile identificare i potenziali disallineamenti temporali di entrata in esercizio e prevedere misure correttive.

Lo slittamento delle tempistiche realizzative degli interventi può rappresentare una sfida significativa, con possibili impatti negativi sulla qualità del servizio, sull’integrazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) e sull’efficienza dei mercati energetici, dovuti ad esempio al mancato aumento di capacità di trasporto tra zone di mercato. Questi ritardi possono comportare impatti anche economici, come i maggiori costi di esercizio associati al verificarsi di situazioni di Energia Non Fornita (ENF), da ciò è emersa l’opportunità di prevedere rimozioni limitazioni inizialmente non previsti su asset esistenti, o di implementare soluzioni di connessioni temporanee per consentire la connessione anticipata di un impianto alla RTN.

Sono state quindi svolte delle analisi sulle porzioni di rete interessate maggiormente da interventi particolarmente strategici per il sistema elettrico, con l’obiettivo di identificare le contromisure necessarie (es. sulla rete esistente) tali da mitigare l’impatto sulla RTN dovuto a eventuali rallentamenti nella realizzazione di opere di sviluppo interdipendenti.

A tale scopo sono stati definiti degli interventi di rimozione limitazioni su rete esistente che possano ridurre l’eventuale rischio di limitazioni al pieno esercizio del Tyrrhenian Link causati da possibili ritardi di interventi di sviluppo a esso collegati, come l’Elettrodotto 380 kV Chiaramonte G.-Ciminna in Sicilia e l’Elettrodotto 380 kV Montecorvino-Avellino N.-Benevento III in Campania. I rinforzi individuati hanno lo scopo di preparare la rete a recepire gli interventi pianificati e una volta entrato in esercizio l’intervento di sviluppo principale atteso consentiranno comunque di apportare benefici anche successivamente al fine di garantire l’esercizio della rete nel rispetto degli standard di sicurezza incrementando qualità del servizio e migliorando l’integrazione delle FER grazie alla rimozione delle limitazioni negli elettrodotti 150 e 220 kV interessati.

Sono state svolte simulazioni di rete sia in scenari con alta generazione rinnovabile con saturazione dei limiti di transito dall'area Sicilia e Sud verso l'area Centro-Nord del Paese che in scenari di elevato carico e bassa generazione rinnovabile e dunque in presenza di elevato import nel Sud Italia. In entrambi i casi sono stati utilizzati scenari di Policy e la rete includeva la presenza del Tyrrhenian Link ma l'assenza degli sviluppi di rete 380 kV menzionati in Sicilia e in Campania, laddove potenzialmente oggetto di possibili rallentamenti. Tramite queste simulazioni sono state individuate le porzioni di rete 150 e 220 kV sia in Sicilia che in Campania maggiormente soggette a sovraccarichi su cui individuare interventi di rimozione limitazioni e upgrade tecnologico degli asset.

Analisi in Sicilia

Per il caso siciliano si evidenzia come un possibile ritardo dell'entrata in esercizio per l'elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi-Ciminna, comporti notevoli sovraccarichi sia su rete 150 kV che 220 kV principalmente nell'area che dovrebbe portare i flussi di potenza verso l'area di Caracoli, nodo di conversione del Tyrrhenian Link.

Negli scenari analizzati, si sono osservati potenziali sovraccarichi e congestioni, principalmente a rete non integra, che potrebbero portare a potenziali limitazioni sulla capacità del Tyrrhenian Link rispetto a quanto previsto in presenza dell'intervento 602-P "el. 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna". Sono state quindi individuate una serie di interventi di rimozioni limitazioni e upgrade tecnologico, tenendo conto delle sinergie tra rinnovo e sviluppo e definendone anche una priorità in base alle evoluzioni degli scenari esaminati. Inoltre, è stata individuata anche la necessità di installare dispositivi DTR sia su linee 150 kV che 220 kV, con lo scopo di migliorare le performance di utilizzo degli elettrodotti più critici e raccogliere benefici concreti già nel breve termine, in attesa degli interventi di sviluppo principali.

Analisi in Campania

Nel caso campano, è stata svolta un'analisi di rete analoga in assenza dell'intervento di sviluppo "506-P El. 380 kV Montecorvino-Avellino N. Benevento III" e in presenza del Ramo Est del Tyrrhenian Link, prevedendo sia il primo che il secondo modulo. Le evidenze delle analisi statiche hanno mostrato la necessità di agire sull'adeguamento della capacità di trasformazione nella SE di Montecorvino, oltre che evidenziato una serie di sovraccarichi su rete 220 kV nell'area di Napoli nel caso di contingenze sulla rete 380 kV dell'area. Le azioni mitigative per la gestione delle criticità riscontrate, sono state strettamente prioritizzate sulla base della massima sinergia tra esigenza elettrica e rinnovo di componenti giunti a fine vita. Inoltre, le attività sono state suddivise, ove possibile, anche temporalmente sulla base delle tempistiche attese del primo e del secondo modulo del ramo Est del Tyrrhenian Link.

Anche in questo caso, le azioni di rimozione limitazioni e upgrade tecnologico sulla rete 220 kV dell'area di Napoli saranno utili anche a seguito dell'entrata in esercizio dell'elettrodotto 380 kV Montecorvino-Avellino N. Benevento III e consentiranno di apportare benefici concreti al sistema elettrico del Centro-Sud Italia andando ad agire su alcune criticità già note che costituiscono un collo di bottiglia per i transiti interzonali tra Calabria, Sud e Centro Sud come riportato nel documento "Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato"⁷. unitamente alle attività menzionate si prevedono attività di rimozione limitazioni a cura del distributore locale nelle Cabine primarie.

Le attività di rimozione limitazioni e upgrade tecnologico in sinergia con gli interventi già pianificati nell'area di Napoli, nonché l'adeguamento della capacità di trasformazione 380/220 kV previsto presso la SE di Montecorvino, consentiranno di ridurre le congestioni tra zone di mercato nel breve termine. Sarà dunque possibile minimizzare le limitazioni all'esercizio del Tyrrhenian Link Est anche prima dell'entrata in esercizio dell'el 380 kV Montecorvino-Avellino Nord-Benevento III (per maggiori dettagli si rimanda alla scheda 506-P del Documento di Avanzamento Piani di sviluppo precedenti sezione Centro Sud).

⁷ Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato - disponibile su www.terna.it

4.2.2 Interzionali

Nel presente paragrafo sono riportati gli interventi interzionali che hanno consentito di incrementare nel corso del 2024 la capacità di transito sulle sezioni di mercato **Nord → Centro Nord** e **Centro Sud → Centro Nord** e le azioni che consentiranno ulteriori incrementi nel medio periodo.

In particolare:

- **+250 MW** sulla **sezione di mercato Nord → Centro Nord**. Uno degli elementi che più frequentemente limitava lo scambio tra la zona Nord e la zona Centro Nord era la linea 380 kV tra le stazioni di Bargi e Calenzano.

Su questa linea sono state eseguite verifiche tecniche approfondite, a valle delle quali sono stati individuati, come elementi limitanti della stessa, il conduttore della linea 380 kV Bargi – Calenzano e la bobina OCV sulla linea 380 kV Bargi – Martignone. La sostituzione di tali elementi ha permesso di contribuire all'incremento della capacità di scambio della sezione di mercato Nord - Centro Nord.

- **+600 MW** sulla **sezione di mercato Centro Sud → Centro Nord**. Gli elementi che più frequentemente limitavano lo scambio tra la zona Centro Sud e la zona Centro Nord sono le direttrici 220 kV Candia – Villanova e S. Barbara – Villavalle e gli ATR 380/220 kV Candia e Villanova.

Sulle linee 220 kV sono state eseguite verifiche tecniche approfondite, a valle delle quali sono stati individuati degli interventi puntuali che ne hanno permesso il miglioramento delle performance. Inoltre sono stati sostituiti gli ATR 380/220 kV siti nella Stazione Elettrica di Candia e di Villanova.

Prospettivamente, per traguardare l'obiettivo di valorizzare il più possibile il potenziale degli asset esistenti, è stato condotto un approfondimento sulle componenti impiantistiche che compongono la RTN (e.g. cavi interrati, trasformatori, componenti di stazioni elettriche ecc.). Tali approfondimenti sono stati eseguiti mirando a individuare i colli di bottiglia su cui concentrare maggiormente gli interventi risolutivi, ovvero attraverso soluzioni tecnologiche per incrementare le performance e il livello di digitalizzazione degli asset di rete.

Questo approccio mirato consente di ottimizzare l'utilizzo degli asset nella RTN, garantendo la più elevata efficienza operativa.

Ciò ha portato all'identificazione di elementi della rete sui quali intervenire in modo prioritario e ridurre contestualmente le congestioni di rete nell'area in oggetto.

Gli investimenti a breve e medio termine si sono quindi focalizzati su un insieme di componenti della rete, con l'intento di:

- aggiornare il piano di attuazione per lo sviluppo della rete, assicurando il raggiungimento dei target di capacità di scambio tra zone di mercato nel breve termine anche nel caso di ritardi di interventi di sviluppo;
- ottimizzare i benefici operativi, attraverso un'analisi che consideri soluzioni innovative e a basso impatto finanziario (capital light) rispetto ai benefici di mercato e integrazione FER generati;
- confrontare le potenziali soluzioni con i piani esistenti di rinnovo della rete, per valutarne eventuali sinergie e stabilire le priorità in base ai benefici complessivi per il sistema.

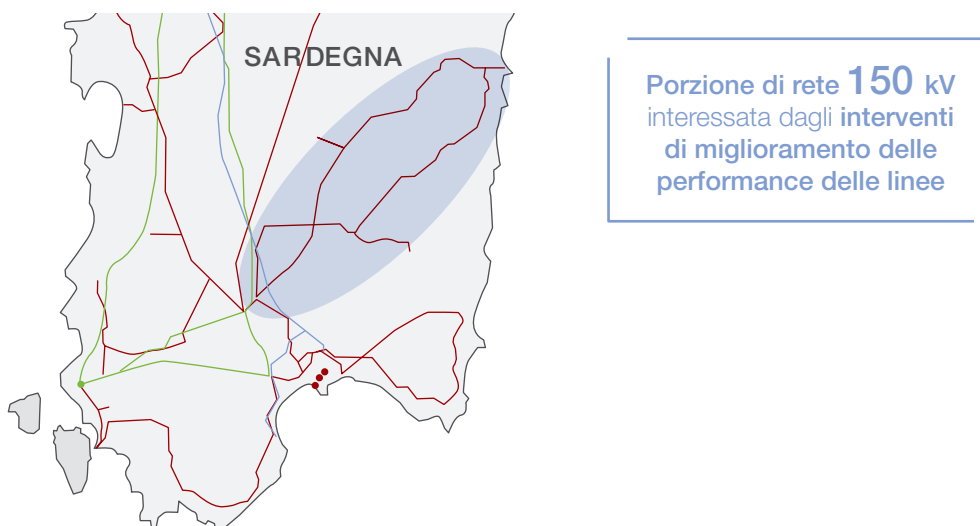
In particolare, sinergicamente a quanto previsto nei piani esistenti, saranno svolte una serie di attività su diversi elementi di rete in modo da estrarre maggior valore dagli asset esistenti e che garantiranno benefici sulla capacità tra le sezioni di mercato tra il 2025 e il 2028.

4.2.3 Massimizzazione produzione da FER

Focus MPE Sardegna (Ogliastra)

La necessità di risolvere le congestioni su rete AT può talvolta portare a impartire di limitazioni di produzione imposte agli impianti da fonte rinnovabile connessi su tale rete (c.d. Mancata Produzione Eolica/Mancata Produzione Solare). In Sardegna, in particolar modo nell'area dell'Ogliastra, si registravano volumi di MPE per congestioni sulla rete 150 kV locale, legati alla limitata capacità di trasporto delle linee. Al fine di intervenire nel più breve tempo possibile per risolvere/attenuare la criticità e conseguentemente aumentare il dispacciamento della produzione degli impianti afferenti a quella rete, Terna ha programmato e portato a termine nel corso del 2023 una serie di interventi che hanno permesso di incrementare le performance delle linee che convergono sulla SE 150 kV Selegas. Tali interventi, di tipo Capital Light, hanno permesso di massimizzare l'utilizzo degli asset esistenti, rimuovendo alcune limitazioni d'impianto e ottenendo nel breve termine una riduzione di volumi e costi delle limitazioni impartite agli impianti dell'area dell'ordine di circa 2 GWh annui.

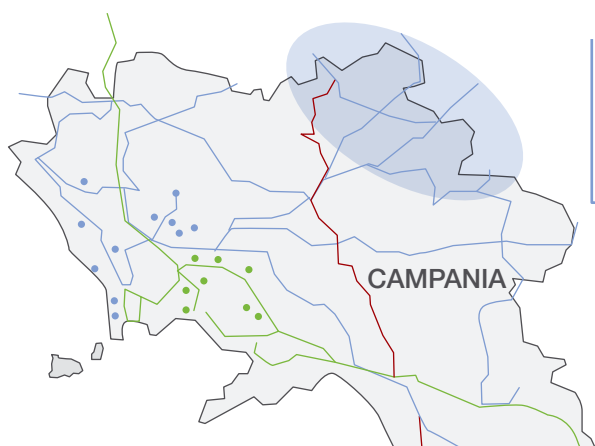
Figura 15 **MPE Sardegna (Ogliastra)**



Focus MPE Beneventano

L'area del beneventano, nella regione Campania, ha registrato sin da subito un'ampia diffusione di impianti di produzione da fonte eolica, generalmente connessi sulla rete 150 kV. Per la gestione degli elevati flussi di potenza che si verrebbero a creare nei periodi di elevata ventosità prevista, al fine di evitare il presentarsi di congestioni locali di rete e gestire la rete in sicurezza, Terna impartisce delle limitazioni di produzione agli impianti connessi nell'area. Con l'obiettivo di massimizzare il dispacciamento della produzione da impianti FER, ridurre i volumi di MPE e accogliere il nuovo installato previsto nel breve termine, Terna ha programmato una serie di interventi di miglioramento delle performance delle linee localizzate tra Benevento, Foiano e Montefalcone. Si stima che tali interventi porteranno a una riduzione di MPE pari a circa il 60%.

Figura 16 **MPE Beneventano**



Porzione di rete 150 kV
interessata dagli **interventi**
di miglioramento delle
performance delle linee



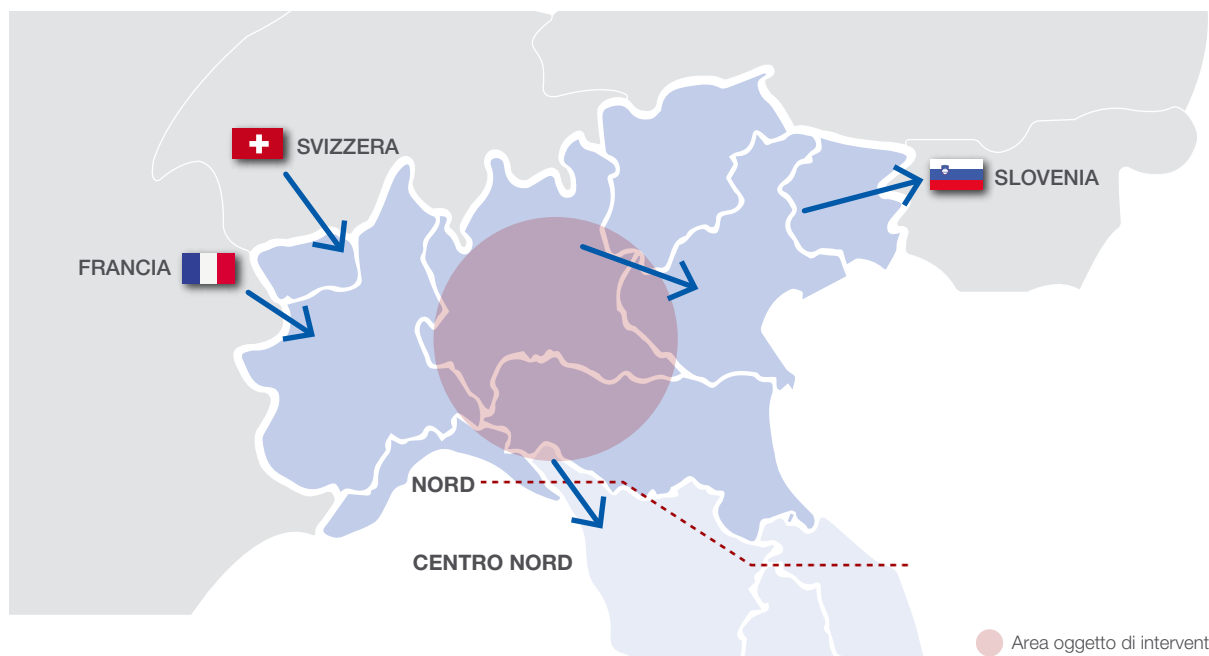
4.2.4 Congestioni in Area Nord

L'esercizio della rete elettrica della zona Nord, durante il periodo estivo, è stato caratterizzato da elevati transiti sia internamente (da Nord-Ovest a Nord-Est) sia verso il sud dell'Italia dovuti ad alcune particolari condizioni:

- a livello europeo si sono registrati flussi sostenuti da Francia e Svizzera verso la Slovenia;
- a livello italiano si sono inaspriti i flussi da Nord verso Centro-Nord anche a causa della contrazione della produzione eolica, all'export verso Grecia e Montenegro e all'elevato fabbisogno che caratterizza i mesi estivi.

Per evitare che tali fenomeni, che interessano le infrastrutture di trasmissione, possano avere un impatto sulla competitività dei mercati elettrici, favorendo per esempio meccanismi distorsivi e potenziali inefficienze per il sistema, sono state condotte simulazioni atte a identificare iniziative capital light, in sinergia con gli interventi di sviluppo già pianificati nell'area.

Figura 17 *Interventi per congestioni in area Nord*



Gli interventi di miglioramento delle performance di alcuni specifici elettrodotti 380 kV unitamente all'evoluzione delle logiche del sistema di difesa, consentiranno di incrementare la capacità di scambio in termini di MW transitabili in sicurezza tra le aree Nord-Ovest e Nord-Est del 10% circa, con benefici in termini di efficienza sui mercati.



5.1 Avanzamento interconnessioni	52
5.2 Interconnessioni allo studio	54
5.3 Interconnector ex legge n.99/2009	55
5.4 Merchant Lines e/o progetti di altri promotori	56
5.5 Sviluppo energetico nel Nord Africa	68



5

**Interventi di
interconnessione
con l'estero**



Interventi di interconnessione con l'estero

5

In un contesto di crescente sensibilità verso le sfide climatiche e la transizione energetica, la pianificazione delle interconnessioni della rete di trasmissione nazionale con l'estero assume un'importanza cruciale. Le interconnessioni elettriche tra i Paesi, infatti, svolgono un ruolo fondamentale nel garantire la sicurezza, la sostenibilità e l'efficienza dei sistemi elettrici. Con la crescente domanda di energia e la necessità di ridurre le emissioni di CO₂, tali interconnessioni permetterebbero una gestione più flessibile e bilanciata delle risorse energetiche, favorendo gli scambi tra le reti nazionali.

In questo contesto, un sistema più interconnesso contribuirebbe a una migliore ottimizzazione dell'uso delle energie rinnovabili non programmabili, consentendo, ad esempio, di importare energia nei periodi di bassa produzione e di esportarla quando si verifica un surplus. Ciò permetterebbe di gestire efficacemente il fenomeno dell'overgeneration, garantendo al contempo adeguati standard di stabilità e sicurezza per il sistema elettrico. Inoltre, favorirebbe la riduzione della dipendenza dai combustibili fossili e delle emissioni di CO₂, oltre a promuovere una maggiore integrazione dei mercati energetici.

5.1 Avanzamento Interconnessioni

Nel corso degli anni passati Terna ha pianificato numerosi nuovi progetti di interconnessione al fine di incrementare la capacità di scambio con l'estero. Nella [Figura 18](#) si riporta una sintesi dei principali progetti di interconnessione con l'estero contenuti all'interno di questo piano, suddivisi in base allo stato di avanzamento del progetto: in costruzione/autorizzato, in fase di autorizzazione/consultazione e in fase di pianificazione.

Tra i principali progetti in costruzione o autorizzati:

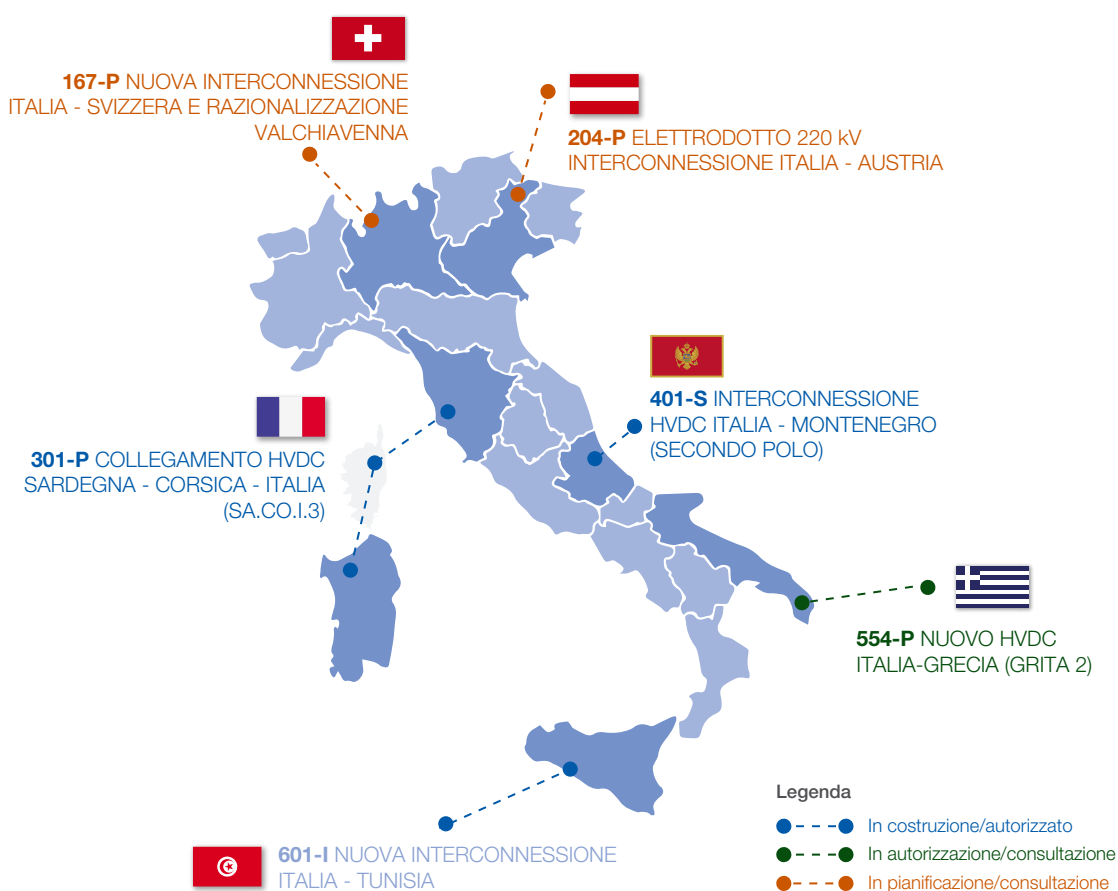
- **301-P COLLEGAMENTO HVDC SARDEGNA - CORSICA - ITALIA (SA.CO.I.3):** il progetto consiste nell'ammodernamento e ripotenziamento dell'attuale interconnessione Sardegna-Corsica-Continente (Sa.Co.I 2) ormai giunto al termine della sua vita utile. Il collegamento a 200 kV HVDC in configurazione bipolare manterrà gli stessi nodi dell'attuale configurazione.
- **401-S INTERCONNESSIONE HVDC ITALIA - MONTENEGRO (SECONDO POLO)⁸:** l'intervento prevede di realizzare il secondo collegamento HVDC in cavo marino, essendo state realizzate entrambe le stazioni di conversione di Cepagatti (in Italia) e Kotor (in Montenegro) con due moduli HVDC (2 x 600 MW), essendo stata già effettuata la posa di entrambi i cavi terrestri sia in territorio italiano che in territorio montenegrino.
- **601-I NUOVA INTERCONNESSIONE ITALIA - TUNISIA:** il progetto prevede un nuovo collegamento HVDC tra la Tunisia e la rete primaria della Sicilia sud-occidentale. Questa opera, oltre a essere rilevante per il sistema elettrico di trasmissione del bacino mediterraneo, fornisce uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa.

⁸ Lo sviluppo del secondo polo di interconnessione Italia-Montenegro è condizionato al rilascio del parere da parte dell'Autorità nonché allo sviluppo del corridoio Transbalkan

Tra i principali progetti in fase di autorizzazione o consultazione:

- **554-P NUOVO HVDC ITALIA-GRECIA (GRITA 2):** Il progetto prevede il potenziamento dell'attuale interconnessione con la Grecia, attraverso la realizzazione di un nuovo collegamento in HVDC tra la rete di trasmissione italiana e greca, nella fattispecie tra la futura stazione elettrica di Galatina (LE) in Italia e una stazione elettrica di nuova realizzazione Tesprozia in Grecia. Tale progetto, affiancando l'esistente collegamento HVDC "GR.ITA", consentirà, quindi, una maggiore continuità dello scambio tra Italia e Grecia, l'integrazione dei mercati nonché della nuova capacità di generazione rinnovabile attesa nei prossimi anni in Italia e in Grecia.

Figura 18 *Principali progetti di interconnessione*



I principali progetti in fase di pianificazione/consultazione:

- **204-P ELETTRODOTTO 220 kV INTERCONNESSIONE ITALIA - AUSTRIA:** il progetto prevede la ricostruzione dell'esistente elettrodotto 220 kV Soverzene – Lienz e l'adeguamento dei dispositivi per la regolazione dei flussi di potenza.
- **167-P NUOVA INTERCONNESSIONE ITALIA - SVIZZERA E RAZIONALIZZAZIONE VALCHIAVENNA:** il progetto prevede l'incremento di capacità di trasporto tra la rete di trasmissione italiana e quella svizzera propedeutico al più ampio progetto di razionalizzazione nell'area della Valchiavenna.

Maggiori dettagli relativi ai progetti contenuti all'interno dei rispettivi documenti di avanzamento dei piani precedenti.

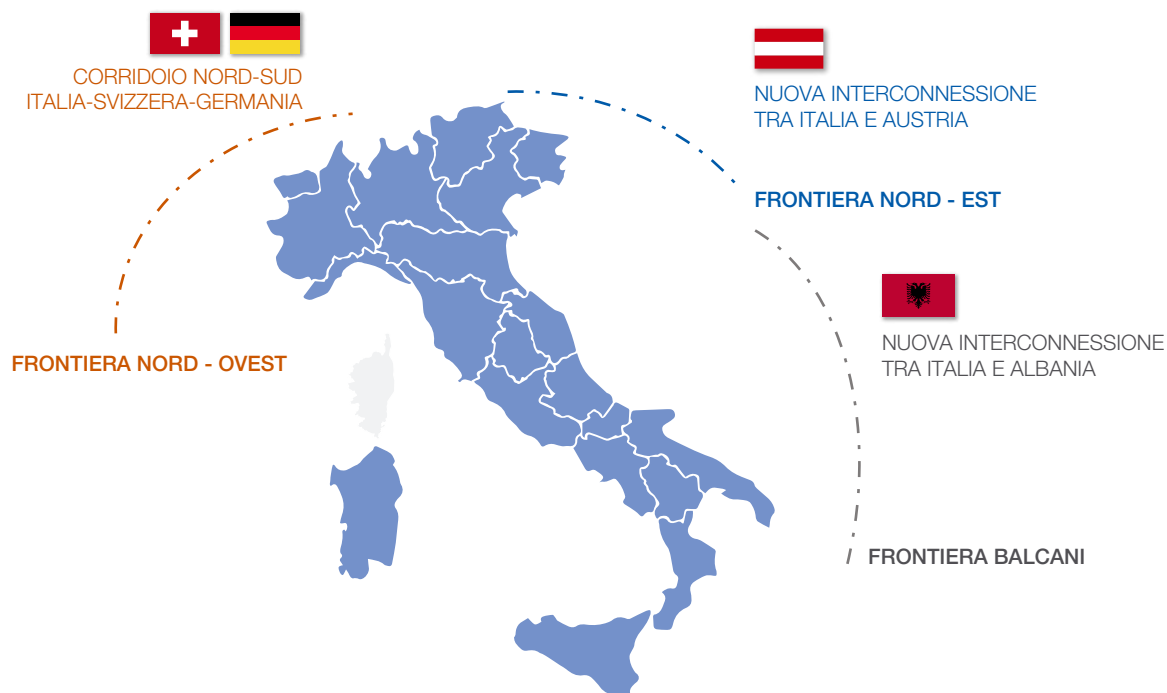
In aggiunta ai progetti di cui sopra, si rappresenta inoltre che in data 4 Agosto 2023 è stato completato l'ingresso in esercizio in assetto completo dell'Interconnessione HVDC Italia-Francia (progetto 3-P denominato "Piemonte Savoia") contribuendo unitamente al primo polo in esercizio dal 2022 a un incremento complessivo sulla frontiera francese di 1.200 MW in importazione (FR→IT) e 1.000 MW in esportazione (IT→FR).

5.2 Interconnessioni allo studio

Di seguito si riporta una sintesi dei progetti allo studio atti a incrementare la capacità di trasporto con le diverse frontiere della penisola:

- *Frontiera Nord-Est:* in sinergia con le infrastrutture per il trasporto ferroviario della Galleria di Base del Brennero, sono in corso le valutazioni e gli studi per la realizzazione di una nuova interconnessione tra Italia e Austria;
- *Frontiera Nord Ovest (Corridoio Nord-Sud Italia-Svizzera-Germania):* per conseguire ulteriori incrementi della capacità di trasporto sulla frontiera nord e sostenere l'integrazione dell'energia da fonti rinnovabili, è necessario promuovere lo sviluppo di nuovi corridoi infrastrutturali in direzione sud-nord. Risulta fondamentale quindi approfondire lo studio di potenziamenti sulla frontiera svizzera, tenendo conto anche delle necessarie sinergie infrastrutturali tra Svizzera e Germania.
- *Frontiera Balcani:* nell'ambito del completamento di un anello che interessi Italia, Montenegro, Albania e Grecia, finalizzato a incrementare l'affidabilità e la continuità operativa delle infrastrutture di scambio energetico tra le due sponde dell'Adriatico e a ottimizzare l'uso delle reti esistenti e future, sono attualmente in fase di approfondimento nuove soluzioni per lo sviluppo di ulteriori interconnessioni tra la penisola italiana e l'area balcanica. In particolare, è in fase di studio la possibilità di realizzare un nuovo collegamento elettrico tra Italia e Albania, con l'obiettivo di incrementare l'integrazione e l'efficienza del sistema energetico regionale.

Figura 19 Progetti di interconnessione allo studio



5.3 Interconnector ex Legge n.99/2009

In continuità con i piani di sviluppo precedenti, elaborati anche sulla base di quanto previsto dalla legge 99/2009 “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia” (articolo 32), in collaborazione con i TSO dei Paesi confinanti, si confermano quali possibili progetti di interconnessione, finanziati da soggetti privati selezionati sulla base di quanto previsto dalle stesse disposizioni di legge, i seguenti:

- **Frontiera Italia-Montenegro:** primo polo dell'interconnessione HVDC entrato in esercizio a fine Dicembre 2019;
- **Frontiera Italia-Francia:** uno dei due moduli di conversione con annessa linea in cavo dell'interconnessione HVDC Piossasco-Grand'Ille entrato in esercizio il 7 novembre 2022;
- **Frontiera Italia-Austria:** interconnessione in cavo 220 kV Nauders (AT) – Gorenza (IT) entrato in esercizio il 15 Dicembre 2023;
- **Frontiera Italia-Slovenia:** il progetto, attualmente in fase autorizzativa, prevede un nuovo collegamento di interconnessione HVDC in cavo tra Salgareda e la rete di trasmissione della Slovenia unitamente ad alcuni interventi di rimozione limitazioni della rete interna in Italia e in Slovenia – *progetto 200-I*.

Figura 20 Progetti di interconnessione con l'estero ai sensi della Legge n.99/2009



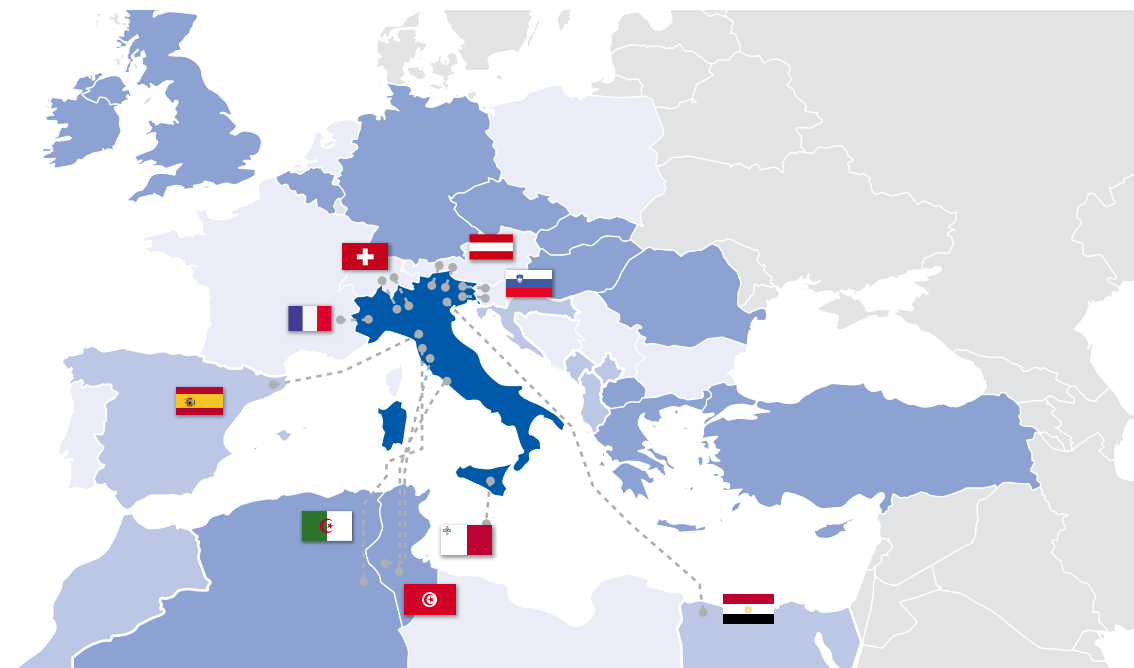
5.4 Merchant Lines e/o progetti di altri promotori

In aggiunta ai progetti pianificati e allo studio, descritti in precedenza, si ritiene di particolare rilievo rappresentare un quadro il più completo possibile dei progetti di interconnessione proposti da altri promotori e/o non titolari di concessioni di trasporto (c.d. “Merchant Lines”), di cui all’articolo 1 quinquies, comma 6, del decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 che possono essere oggetto di richiesta di esenzione ai sensi del Decreto del Ministro delle Attività Produttive 21 ottobre 2005 o del Regolamento (CE) n. 943/2019. Maggiori dettagli sono riportati nel D.M. 21 ottobre 2005 e Regolamento 943/2019 e nel Codice di Rete.

Il numero di tali iniziative ha subito una forte accelerazione negli ultimi anni, anche in considerazione della definizione del Piano Mattei e delle recenti evoluzioni in ambito energetico riguardo il Nord Africa (vd. paragrafo 5.5), portando per la prima volta il TSO a condurre un’analisi qualitativa e quantitativa di approfondimento dei progetti privati in modo da poter valutare i possibili effetti che tali iniziative, laddove realizzate, apporterebbero al sistema elettrico nazionale.

A partire dal 6 novembre 2024 e fino al 20 novembre 2024, in occasione della consultazione pubblica tenutasi per i progetti di altri promotori e/o Merchant Lines, per i quali il proponente ha formulato richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, Terna ha raccolto informazioni di dettaglio sulle singole iniziative funzionali alla valutazione degli impatti sulla Rete di Trasmissione Nazionale e sul Piano di Sviluppo.

Figura 21 *Progetti Merchant Lines e/o di altri promotori che alla data di avvio della consultazione pubblica hanno già inoltrato una richiesta di connessione alla RTN*



In **Figura 21** sono rappresentate le iniziative Merchant Lines per le quali è attiva una richiesta di connessione sulla Rete di Trasmissione Nazionale gestita da Terna.

Sulla base delle informazioni riportate in sintesi nel seguito (**Tabelle da 4 a 13**) collezionate per ciascuna iniziativa merchant con una richiesta di connessione RTN disponibile alla data di avvio del processo di consultazione (**Tabella 3**), si fornisce una panoramica per ciascuna iniziativa espressa in relazione alle caratteristiche di ciascuno degli altri progetti Merchant Lines sulla base di cinque indicatori sintetici definiti su una scala discreta tra un valore minimo di uno e un valore massimo di cinque:

1. Sostenibilità economica, definita sulla base del costo marginale di realizzazione del progetto valutato rispetto al potenziale impatto che lo stesso avrebbe sui sistemi elettrici italiano ed estero interconnessi;
2. Livello tecnologico, definito sulla base delle caratteristiche tecniche del progetto (a titolo esemplificativo e non esaustivo, si considera la capacità nominale, la lunghezza, la complessità tecnica realizzativa e d'esercizio e la necessità di prevedere rinforzi della RTN);
3. Livello autorizzativo, definito sulla base della complessità e delle tempistiche autorizzative su territorio italiano ed estero e in relazione alla tecnologia dell'iniziativa merchant;
4. Maturità iniziativa, definita sulla base dello stato pratica di ciascuna iniziativa, nonché dell'inquadramento dell'iniziativa merchant nel contesto europeo e istituzionale (es. inclusione nel TYNDP e/o nella lista PCI/PMI), delle tempistiche di completamento valutate rispetto all'avvio del processo di connessione alla RTN;
5. Inquadramento Promoter, determinato sulla base del profilo finanziario e dell'esperienza maturata nel settore energetico da parte del proponente/i.

Nella **Tabella 2** si rappresenta il dettaglio di ciascun KPI valorizzato per i cinque indicatori.

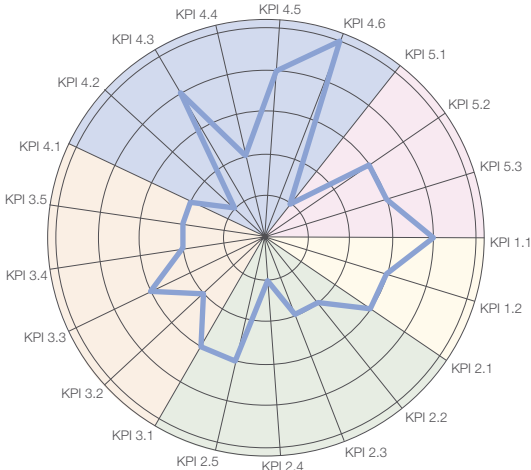
Tabella 2 KPI utilizzati per definire il collocamento di ciascuna iniziativa Merchant Lines e/o di altri promotori

INDICATORE	KPI	
1 - Sostenibilità economica	Investimento/Capacità netta efficiente disponibile	1.1
	Utilità integrazione mercati	1.2
2 - Livello tecnologico	Lunghezza collegamento	2.1
	Capacità nominale	2.2
	Complessità tecnica di esercizio	2.3
	Complessità tecnica realizzativa	2.4
	Necessità rinforzi interni	2.5
3 - Livello autorizzativo	Tempistica autorizzativa	3.1
	Ingombri stazioni dovuti a tecnologia	3.2
	Complessità territoriale	3.3
	Livello complessità estero	3.4
	Stato autorizzazione	3.5
4 - Maturità iniziativa	Inclusione in TYNDP di ENTSOE e/o lista EU PCI/PMI	4.1
	Stato approvvigionamento	4.2
	Data di entrata in esercizio	4.3
	Stato pratica progetto	4.4
	Endorsement politico	4.5
	Ageing richiesta di connessione	4.6
5 - Inquadramento promoter	Patrimonio netto/Capitale sociale	5.1
	Esperienza pregressa	5.2
	Profilo Shareholders/Partners	5.3

Tabella 3 *Iniziative Merchant Lines per le quali è disponibile una richiesta di connessione alla RTN in fase di avvio consultazione*

PROMOTORE	INIZIATIVA MERCHANT	CONFINE	CAPACITÀ NOMINALE DICHIARATA DAL PROPONENTE [MW]
ZHERO EUROPE B.V.	Medlink Algeria	Italia-Algeria	2.000
ALPE ADRIA ENERGIA S.R.L.	Somplago-Würmalch	Italia-Austria	300
K AND K GROUP	The Green Vein (Italia-Egitto)	Italia-Egitto	3.000
ENEL PRODUZIONE S.P.A.	Cesana-Briançon	Italia-Francia	150
INTERCONNECT MALTA	Second Malta-Sicily Cable Link	Italia-Malta	225
ADRIA LINK S.R.L.	Redipuglia- Vrtojba	Italia-Slovenia	125
ADRIA LINK S.R.L.	Dekani-Zaule ⁹	Italia-Slovenia	125
OMNIA	Apollo Link	Italia-Spagna	2.000
MERA S.R.L.	Mese-Castasegna	Italia-Svizzera	200÷250
TUNUR POWER ITALIA S.R.L.	TUNUR	Italia-Tunisia	2.000
ZHERO EUROPE B.V.	Medlink Tunisia	Italia-Tunisia	2.000

Tabella 4 *Scheda riepilogativa ML Medlink 1 (Italy-Algeria Link)*

MEDLINK ALGERIA						
NAZIONI INTERESSATE	PROMOTER	STATO RICHIESTA DI CONNESSIONE	STATO PROCESSO AUTORIZZATIVO	ANNO COMPLETAMENTO	TYNDP 2024 ID	PCI/PMI LABEL
Italia/Algeria	Zhero Euope BV	STMG accettata	Non avviato	2030	1208/1945-1947	-
DATI PROGETTO						
ESENZIONE	CAPACITÀ NOMINALE DICHIARATA DAL PROPONENTE [MW]		CAPEX [M€]		OPEX [M€/Y]	
-	2.000		4.600		42	
DESCRIZIONE TECNICA						
<p>Il progetto Medlink Algeria si compone di un collegamento marino HVDC modulare tra il Nord Italia (La Spezia) e l'Algeria (Annaba), con una lunghezza totale di 975 km e delle infrastrutture di conversione e trasmissione in DC associate. La linea di trasmissione sarà dotata di una potenza di 2.000 MW (in bipoli da 1GW ciascuno) e una tensione di ± 525 kVcc, utilizzando la tecnologia HVDC-VSC per le stazioni di conversione. Nella parte on-shore l'opera si comporrà anche di linee in corrente alternata (AC) per i collegamenti tra le stazioni di conversione, i punti di connessione alle reti nazionali e a parchi di generazione di energia rinnovabile che il promotore svilupperà in parallelo garantendo una disponibilità di circa 14 TWh di energia rinnovabile per il sistema elettrico italiano ed europeo.</p>						
						

⁹ Pratica di connessione attiva sulla rete di distribuzione locale.

Tabella 5 Scheda riepilogativa ML Somplago-Würmlach

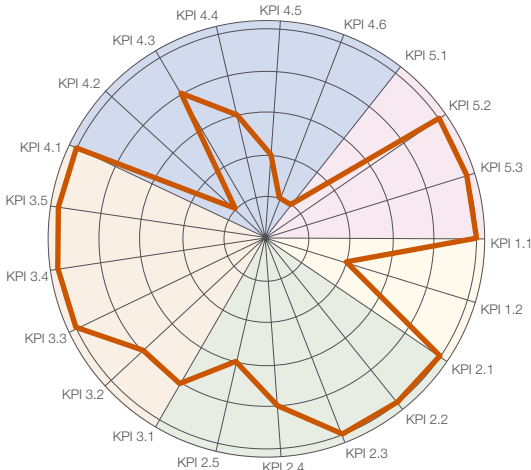
SOMPLAGO-WÜRMALCH						
NAZIONI INTERESSATE	PROMOTER	STATO RICHIESTA DI CONNESSIONE	STATO PROCESSO AUTORIZZATIVO	ANNO COMPLETAMENTO	TYNDP 2024 ID	PCI/PMI LABEL
Italia/Austria	Alpe Adria Energia S.r.l.	STMG accettata	IT: autorizzato AT: autorizzato	2029	210	2.4
DATI PROGETTO						
ESENZIONE	CAPACITÀ NOMINALE DICHIARATA DAL PROPONENTE [MW]		CAPEX [M€]		OPEX [M€/Y]	
Ottenuta	300		130		0,9	
DESCRIZIONE TECNICA						
<p>Il progetto Merchant Line Somplago - Würmlach è promosso dalla società Alpe Adria Energia S.r.l. (AAE), costituita nel 2002, partecipata da Enel Produzione e Alpen Adria Energy Line. Il Progetto riguarda un'interconnessione in cavo interrato da 220 kV A.C. con capacità di 300 MW, tra la sottostazione esistente di Somplago (IT) e la nuova sottostazione a Würmlach (AT), comprensivo di un Phase Shifting Transformer (PST) collocato in Austria. Il progetto è stato implementato nel quadro del regolamento europeo che consente alle imprese private di costruire e gestire nuove interconnessioni elettriche, al fine di rafforzare la competitività dei mercati europei dell'energia e aumentare la capacità transfrontaliera tra i Paesi membri.</p>						
						

Tabella 6 Scheda riepilogativa ML Italia-Egitto

THE GREEN VEIN (ITALIA-EGITTO)						
NAZIONI INTERESSATE	PROMOTER	STATO RICHIESTA DI CONNESSIONE	STATO PROCESSO AUTORIZZATIVO	ANNO COMPLETAMENTO	TYNDP 2024 ID	PCI/PMI LABEL
Italia/Egitto	K&K Group	Predisposta STMG	Non avviato	2032	-	-
DATI PROGETTO						
ESENZIONE	CAPACITÀ NOMINALE DICHIARATA DAL PROPONENTE [MW]		CAPEX [M€]		OPEX [M€/Y]	
-	3.000		13.000		86	
DESCRIZIONE TECNICA						
<p>L'opera di interconnessione, denominata The Green Vein, prevede 2 interconnessioni HVDC da svilupparsi in forma modulare. L'opera, con capacità di trasmissione totale di 3 GW, trasporterà energia attraverso 2 coppie di cavi sottomarini secondo il seguente schema:</p> <ul style="list-style-type: none">• Primo sistema bipolare (1,5 GW): Potenza per polo 0,75 GW, configurazione bipolare con circuito di ritorno via elettrodo• Secondo sistema bipolare (1,5 GW): Potenza per polo 0,75 GW, configurazione bipolare con circuito di ritorno via elettrodo (comune al primo sistema bipolare). <p>Il tratto di interconnessione marina tra Egitto e Italia ricade nel Mar Mediterraneo Orientale oltre al Mar Ionio e Mar Adriatico. Le aree terrestri riguardano:</p> <ul style="list-style-type: none">• in Egitto, il tratto tra la stazione di conversione di Sollum e la costa;• in Italia, la laguna di Venezia, il mestrese e l'entroterra fino a Dolo per il primo polo e dalla costa veneziana fino a Porto Tolle per il secondo polo.						

KPI Label	Value
KPI 1.1	5.1
KPI 1.2	5.1
KPI 2.1	5.1
KPI 2.2	5.1
KPI 2.3	5.1
KPI 2.4	5.1
KPI 2.5	5.1
KPI 3.1	5.1
KPI 3.2	5.1
KPI 3.3	5.1
KPI 3.4	5.1
KPI 3.5	5.1
KPI 4.1	5.1
KPI 4.2	5.1
KPI 4.3	5.1
KPI 4.4	5.1
KPI 4.5	5.1
KPI 4.6	5.1
KPI 5.1	5.1
KPI 5.2	5.1
KPI 5.3	5.1

Tabella 7 Scheda riepilogativa ML Cesana-Briançon

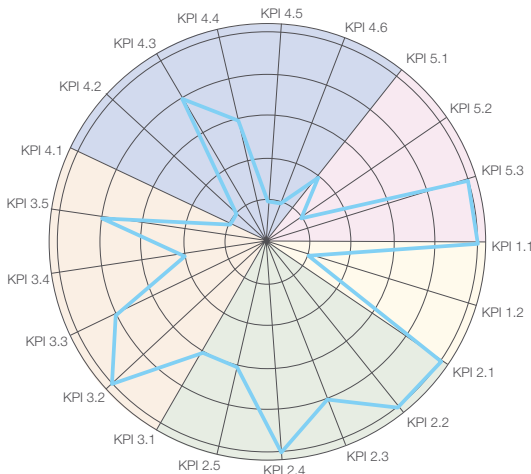
CESANA-BRIANÇON						
NAZIONI INTERESSATE	PROMOTER	STATO RICHIESTA DI CONNESSIONE	STATO PROCESSO AUTORIZZATIVO	ANNO COMPLETAMENTO	TYNDP 2024 ID	PCI/PMI LABEL
Italia/Francia	Enel Produzione SpA	Progetto benestariato	IT: autorizzato FR: pianificato	2030	-	-
DATI PROGETTO						
ESENZIONE	CAPACITÀ NOMINALE DICHIARATA DAL PROPONENTE [MW]		CAPEX [M€]		OPEX [M€/Y]	
-	150		45		0,32	
DESCRIZIONE TECNICA						
<p>Il progetto Merchant Line Cesana (IT) – Briançon (FR) consiste in un collegamento transfrontaliero 132 kV A.C., 150 MW nominali tra la sottostazione esistente di Cesana (IT) e la sottostazione di Briançon (FR), comprensivo di un Phase Shifting Transformer (PST) collocato in Italia. Il progetto è stato implementato nel quadro del regolamento europeo che consente alle imprese private di costruire e gestire nuove interconnessioni elettriche, al fine di rafforzare la competitività dei mercati europei dell’energia e aumentare la capacità transfrontaliera tra i Paesi membri.</p>						
						

Tabella 8 Scheda riepilogativa ML Malta-Italy Cable Link No.2

SECOND MALTA-SICILY CABLE LINK																																																																								
NAZIONI INTERESSATE	PROMOTER	STATO RICHIESTA DI CONNESSIONE	STATO PROCESSO AUTORIZZATIVO	ANNO COMPLETAMENTO	TYNDP 2024 ID	PCI/PMI LABEL																																																																		
Italia/Malta	Interconnect Malta	STMG accettata	In corso	2026	1085	-																																																																		
DATI PROGETTO																																																																								
ESENZIONE	CAPACITÀ NOMINALE DICHIARATA DAL PROPONENTE [MW]		CAPEX [M€]		OPEX [M€/Y]																																																																			
-	225		285,5		6,4																																																																			
DESCRIZIONE TECNICA																																																																								
Il progetto consiste in una nuova interconnessione sottomarina 220 kV HVAC, lunga circa 122 km tra le stazioni di Malta (Maghtab) e Sicilia (Ragusa) che contribuirà insieme al primo collegamento in esercizio a un raddoppio della capacità di trasporto sulla frontiera Italia-Malta.																																																																								
<table border="1"><caption>KPI Performance Data (Estimated from Radar Chart)</caption><thead><tr><th>KPI</th><th>Segment</th><th>Performance Level (0-5)</th></tr></thead><tbody><tr><td>KPI 1.1</td><td>Yellow</td><td>4.5</td></tr><tr><td>KPI 1.2</td><td>Yellow</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 2.1</td><td>Green</td><td>4.5</td></tr><tr><td>KPI 2.2</td><td>Green</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 2.3</td><td>Green</td><td>4.5</td></tr><tr><td>KPI 2.4</td><td>Green</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 2.5</td><td>Green</td><td>4.5</td></tr><tr><td>KPI 3.1</td><td>Orange</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 3.2</td><td>Orange</td><td>3.5</td></tr><tr><td>KPI 3.3</td><td>Orange</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 3.4</td><td>Orange</td><td>4.5</td></tr><tr><td>KPI 3.5</td><td>Orange</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 4.1</td><td>Orange</td><td>4.5</td></tr><tr><td>KPI 4.2</td><td>Orange</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 4.3</td><td>Orange</td><td>4.5</td></tr><tr><td>KPI 4.4</td><td>Orange</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 4.5</td><td>Orange</td><td>4.5</td></tr><tr><td>KPI 4.6</td><td>Orange</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 5.1</td><td>Pink</td><td>4.5</td></tr><tr><td>KPI 5.2</td><td>Pink</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 5.3</td><td>Pink</td><td>4.5</td></tr></tbody></table>							KPI	Segment	Performance Level (0-5)	KPI 1.1	Yellow	4.5	KPI 1.2	Yellow	4.0	KPI 2.1	Green	4.5	KPI 2.2	Green	4.0	KPI 2.3	Green	4.5	KPI 2.4	Green	4.0	KPI 2.5	Green	4.5	KPI 3.1	Orange	4.0	KPI 3.2	Orange	3.5	KPI 3.3	Orange	4.0	KPI 3.4	Orange	4.5	KPI 3.5	Orange	4.0	KPI 4.1	Orange	4.5	KPI 4.2	Orange	4.0	KPI 4.3	Orange	4.5	KPI 4.4	Orange	4.0	KPI 4.5	Orange	4.5	KPI 4.6	Orange	4.0	KPI 5.1	Pink	4.5	KPI 5.2	Pink	4.0	KPI 5.3	Pink	4.5
KPI	Segment	Performance Level (0-5)																																																																						
KPI 1.1	Yellow	4.5																																																																						
KPI 1.2	Yellow	4.0																																																																						
KPI 2.1	Green	4.5																																																																						
KPI 2.2	Green	4.0																																																																						
KPI 2.3	Green	4.5																																																																						
KPI 2.4	Green	4.0																																																																						
KPI 2.5	Green	4.5																																																																						
KPI 3.1	Orange	4.0																																																																						
KPI 3.2	Orange	3.5																																																																						
KPI 3.3	Orange	4.0																																																																						
KPI 3.4	Orange	4.5																																																																						
KPI 3.5	Orange	4.0																																																																						
KPI 4.1	Orange	4.5																																																																						
KPI 4.2	Orange	4.0																																																																						
KPI 4.3	Orange	4.5																																																																						
KPI 4.4	Orange	4.0																																																																						
KPI 4.5	Orange	4.5																																																																						
KPI 4.6	Orange	4.0																																																																						
KPI 5.1	Pink	4.5																																																																						
KPI 5.2	Pink	4.0																																																																						
KPI 5.3	Pink	4.5																																																																						

Tabella 9 Scheda riepilogativa ML Redipuglia-Vrtojba

REDIPUGLIA- VRTOJBA						
NAZIONI INTERESSATE	PROMOTER	STATO RICHIESTA DI CONNESSIONE	STATO PROCESSO AUTORIZZATIVO	ANNO COMPLETAMENTO	TYNDP 2024 ID	PCI/PMI LABEL
Italia/Slovenia	Adria Link S.r.l.	Progetto benestariato	IT: autorizzato SI: autorizzato	2026	324	-
DATI PROGETTO						
ESENZIONE	CAPACITÀ NOMINALE DICHIARATA DAL PROPONENTE [MW]		CAPEX [M€]		OPEX [M€/Y]	
Ottenuta	125		50		0,46	
DESCRIZIONE TECNICA						
<p>Il progetto Merchant Line Redipuglia (IT) – Vrtojba (SI) è promosso dalla società Adria Link Srl (IT) e dai Partner sloveni E3, Energetika, Ekologija, Ekonomija, d.o.o. e Holding Slovenske Elektrarne d.o.o.. Il progetto consiste in un collegamento transfrontaliero 110 kV A.C., 125 MW tra la sottostazione esistente di Redipuglia (IT) e la sottostazione di Vrtojba (SI), comprensivo di un PST collocato in Italia. Il progetto è stato implementato nel quadro del regolamento europeo che consente alle imprese private di costruire e gestire nuove interconnessioni elettriche, al fine di rafforzare la competitività dei mercati europei dell’energia e aumentare la capacità transfrontaliera tra i Paesi membri.</p>						

KPI	Value (0-5)
KPI 1.1	4.8
KPI 1.2	4.5
KPI 2.1	4.2
KPI 2.2	4.0
KPI 2.3	4.5
KPI 2.4	4.8
KPI 2.5	4.2
KPI 3.1	4.0
KPI 3.2	4.2
KPI 3.3	4.0
KPI 3.4	4.2
KPI 3.5	4.0
KPI 4.1	4.2
KPI 4.2	4.0
KPI 4.3	4.2
KPI 4.4	4.0
KPI 4.5	4.2
KPI 4.6	4.0
KPI 5.1	4.2
KPI 5.2	4.0
KPI 5.3	4.2

Tabella 10 Scheda riepilogativa ML Dekani-Zaule

DEKANI-ZAULE						
NAZIONI INTERESSATE	PROMOTER	STATO RICHIESTA DI CONNESSIONE	STATO PROCESSO AUTORIZZATIVO	ANNO COMPLETAMENTO	TYNDP 2024 ID	PCI/PMI LABEL
Italia/Slovenia	Adria Link S.r.l.	Inviata richiesta STMD ad altro operatore	IT: autorizzato SI: autorizzato	2026	323	-
DATI PROGETTO						
ESENZIONE	CAPACITÀ NOMINALE DICHIARATA DAL PROPONENTE [MW]		CAPEX [M€]		OPEX [M€/Y]	
Ottenuta	125		30		0,26	
DESCRIZIONE TECNICA						
<p>Il progetto Merchant Line Dekani (SI) – Zaule (IT) è promosso dalla società Adria Link Srl (IT) e dai Partner sloveni E3, Energetika, Ekologija, Ekonomija, d.o.o. e Holding Slovenske Elektrarne d.o.o.. Il progetto consiste in un collegamento transfrontaliero 110 kV A.C., 125 MW tra la sottostazione esistente di Zaule (IT) e la sottostazione di Dekani (SI), comprensivo di un PST collocato in Italia. Il progetto è stato implementato nel quadro del regolamento europeo che consente alle imprese private di costruire e gestire nuove interconnessioni elettriche, al fine di rafforzare la competitività dei mercati europei dell’energia e aumentare la capacità transfrontaliera tra i Paesi membri.</p>						

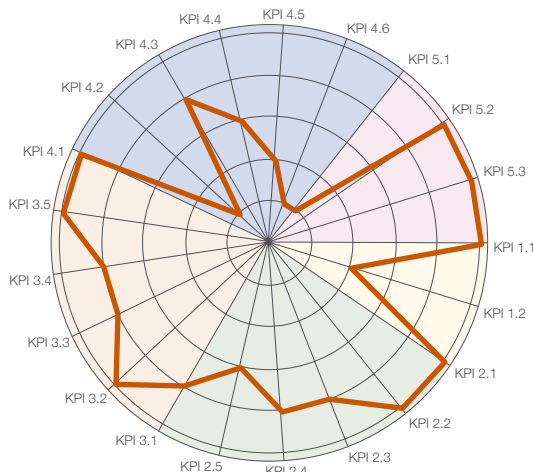


Tabella 11 Scheda riepilogativa ML APOLLO-LINK

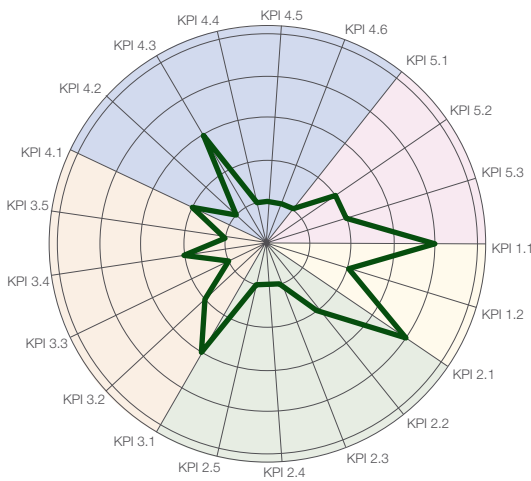
APOLLO-LINK						
NAZIONI INTERESSATE	PROMOTER	STATO RICHIESTA DI CONNESSIONE	STATO PROCESSO AUTORIZZATIVO	ANNO COMPLETAMENTO	TYNDP 2024 ID	PCI/PMI LABEL
Italia/Spagna	OMNIA	Elaborazione del preventivo	Non avviato	2032	1210	-
DATI PROGETTO						
ESENZIONE	CAPACITÀ NOMINALE DICHIARATA DAL PROPONENTE [MW]		CAPEX [M€]		OPEX [M€/Y]	
-	2.000		3.081		20	
DESCRIZIONE TECNICA						
Il progetto prevede una nuova interconnessione HVDC sottomarina in configurazione bipolare a tensione 525 kV, collegante due nuove stazioni di conversione in territorio spagnolo e italiano.						
						

Tabella 12 Scheda riepilogativa ML Mese-Castasegna

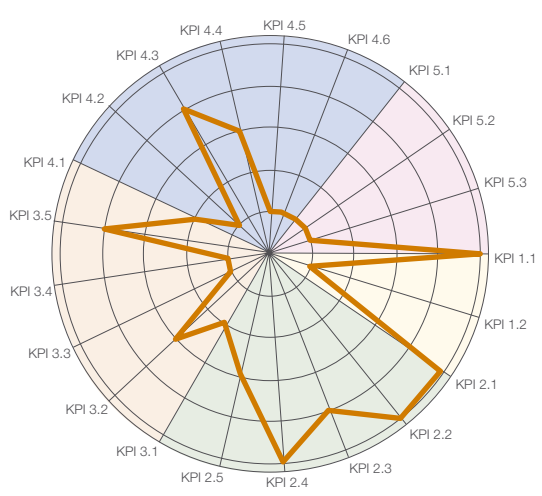
MESE-CASTASEGNA						
NAZIONI INTERESSATE	PROMOTER	STATO RICHIESTA DI CONNESSIONE	STATO PROCESSO AUTORIZZATIVO	ANNO COMPLETAMENTO	TYNDP 2024 ID	PCI/PMI LABEL
Italia/Svizzera	Mera S.r.l.	Progetto benestariato	In corso	2029	250	-
DATI PROGETTO						
ESENZIONE	CAPACITÀ NOMINALE DICHIARATA DAL PROPONENTE [MW]		CAPEX [M€]		OPEX [M€/Y]	
-	200-250		80-90		-	
DESCRIZIONE TECNICA						
Il progetto prevede lo sviluppo di una nuova linea di interconnessione 220 kV AC in cavo interrato di collegamento fra il sistema elettrico nazionale nella futura stazione RTN 380 kV di Mese e quello svizzero. Il progetto prevede anche l'inserimento di PST 220 kV/380 kV.						
						

Tabella 13 Scheda riepilogativa ML Medlink 2 (Italy-Tunisia Link)

MEDLINK TUNISIA																																																		
NAZIONI INTERESSATE	PROMOTER	STATO RICHIESTA DI CONNESSIONE	STATO PROCESSO AUTORIZZATIVO	ANNO COMPLETAMENTO	TYNDP 2024 ID	PCI/PMI LABEL																																												
Italia/Tunisia	Zhero Europe BV	STMG accettata	Non avviato	2030	1208/1946-1948	-																																												
DATI PROGETTO																																																		
ESENZIONE	CAPACITÀ NOMINALE DICHIARATA DAL PROPONENTE [MW]		CAPEX [M€]		OPEX [M€/Y]																																													
-	2.000		3.850		40																																													
DESCRIZIONE TECNICA																																																		
<p>Il progetto Medlink Tunisia si compone di un collegamento marino HVDC modulare tra il Centro-Nord Italia (Suvereto) e la Tunisia (Marsa Dhib), con una lunghezza di 600 km e delle infrastrutture di conversione e trasmissione in DC associate. La linea di trasmissione sarà dotata di una potenza di 2.000 MW (in bipoli da 1GW ciascuno) e una tensione di ± 525 kVcc, utilizzando la tecnologia HVDC-VSC per le stazioni di conversione. Nella parte on-shore l'opera si comporrà anche di linee in corrente alternata (AC) per i collegamenti tra le stazioni di conversione, i punti di connessione alle reti nazionali e a parchi di generazione di energia rinnovabile che il promotore svilupperà in parallelo garantendo una disponibilità di circa 14 TWh di energia rinnovabile per il sistema elettrico italiano ed europeo.</p>																																																		
<table border="1"><caption>KPI Achievement Data (Estimated from Radar Chart)</caption><thead><tr><th>KPI</th><th>Value (0-5)</th></tr></thead><tbody><tr><td>KPI 1.1</td><td>4.5</td></tr><tr><td>KPI 1.2</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 2.1</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 2.2</td><td>4.5</td></tr><tr><td>KPI 2.3</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 2.4</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 2.5</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 3.1</td><td>3.5</td></tr><tr><td>KPI 3.2</td><td>3.5</td></tr><tr><td>KPI 3.3</td><td>3.5</td></tr><tr><td>KPI 3.4</td><td>3.5</td></tr><tr><td>KPI 3.5</td><td>3.5</td></tr><tr><td>KPI 4.1</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 4.2</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 4.3</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 4.4</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 4.5</td><td>4.5</td></tr><tr><td>KPI 4.6</td><td>4.5</td></tr><tr><td>KPI 5.1</td><td>4.5</td></tr><tr><td>KPI 5.2</td><td>4.0</td></tr><tr><td>KPI 5.3</td><td>4.0</td></tr></tbody></table>							KPI	Value (0-5)	KPI 1.1	4.5	KPI 1.2	4.0	KPI 2.1	4.0	KPI 2.2	4.5	KPI 2.3	4.0	KPI 2.4	4.0	KPI 2.5	4.0	KPI 3.1	3.5	KPI 3.2	3.5	KPI 3.3	3.5	KPI 3.4	3.5	KPI 3.5	3.5	KPI 4.1	4.0	KPI 4.2	4.0	KPI 4.3	4.0	KPI 4.4	4.0	KPI 4.5	4.5	KPI 4.6	4.5	KPI 5.1	4.5	KPI 5.2	4.0	KPI 5.3	4.0
KPI	Value (0-5)																																																	
KPI 1.1	4.5																																																	
KPI 1.2	4.0																																																	
KPI 2.1	4.0																																																	
KPI 2.2	4.5																																																	
KPI 2.3	4.0																																																	
KPI 2.4	4.0																																																	
KPI 2.5	4.0																																																	
KPI 3.1	3.5																																																	
KPI 3.2	3.5																																																	
KPI 3.3	3.5																																																	
KPI 3.4	3.5																																																	
KPI 3.5	3.5																																																	
KPI 4.1	4.0																																																	
KPI 4.2	4.0																																																	
KPI 4.3	4.0																																																	
KPI 4.4	4.0																																																	
KPI 4.5	4.5																																																	
KPI 4.6	4.5																																																	
KPI 5.1	4.5																																																	
KPI 5.2	4.0																																																	
KPI 5.3	4.0																																																	

In aggiunta alle considerazioni sopra esposte, si rappresentano nel seguito ulteriori iniziative per le quali ad oggi è vigente una richiesta di connessione alla RTN (Tabella 14).

Tabella 14 Ulteriori iniziative Merchant Lines

PROMOTORE	INIZIATIVA MERCHANT	CONFINE	CAPACITÀ NOMINALE DICHIARATA DAL PROPONENTE [MW]
MEMC SPA	Brennero-Steinach	Italia-Austria	100
GREENCONNECTOR S.R.L.	Greenconnector	Italia-Svizzera	1.000
ENEL PRODUZIONE S.P.A.	Mese-Castasegna	Italia-Svizzera	100
Europa Link	Aquila Link	Italia-Albania	1.000

5.5 Sviluppo energetico nel Nord Africa

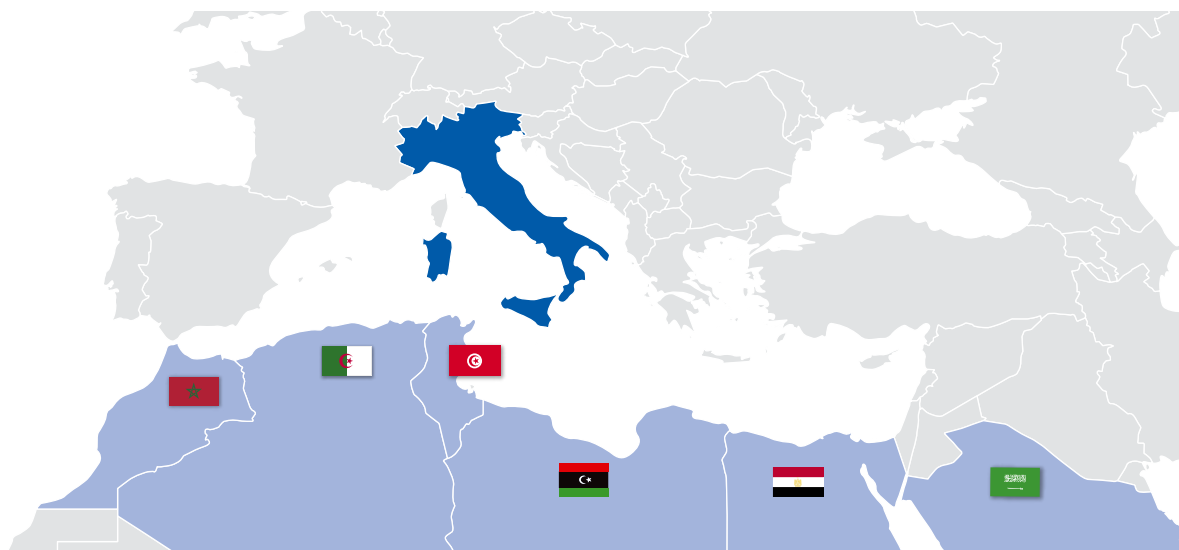
Attualmente, circa un terzo dei progetti di interconnessione di tipo Merchant Lines che hanno presentato una richiesta di connessione alla RTN interessa Paesi del Nord Africa. Tuttavia, i medesimi progetti Merchant Lines con Paesi Nord Africani contribuiranno a un incremento complessivo della capacità di trasporto con l'Italia pari a circa il 70% della capacità di transito totale della totalità delle iniziative Merchant Lines in analisi, assumendo un ruolo significativo nella pianificazione di sistemi interconnessi. Alla luce di questi elementi e considerando la significativa evoluzione energetica in atto nella regione del nord Africa, risulta fondamentale per Terna definire un quadro aggiornato dello stato attuale e delle prospettive future dal punto di vista energetico, politico ed economico della regione.

La regione del Nord Africa sta diventando un punto focale per gli investimenti energetici e le discussioni politiche grazie alla sua posizione strategica, alle abbondanti risorse naturali e alla crescente rilevanza nel contesto delle politiche climatiche globali. I Paesi nordafricani si stanno potenzialmente avviando verso una fase di transizione ed evoluzione energetica, con crescenti interessi e investimenti nelle risorse energetiche locali, nonché l'impegno dei Paesi in oggetto verso la costituzione di un sistema energetico progressivamente più diversificato, resiliente e allineato con gli obiettivi di transizione energetica.

Tradizionalmente, il settore energetico del Nord Africa è legato ai combustibili fossili di cui l'area è estremamente ricca. Infatti, Algeria e Libia sono tra i maggiori esportatori di petrolio e gas naturale in Africa, mentre l'Egitto si sta confermando uno dei maggiori produttori di gas naturale nel continente, anche grazie ad alcuni giacimenti recentemente scoperti, tra cui Zohr, attualmente il più grande del Mediterraneo. Parallelamente le energie rinnovabili stanno crescendo rapidamente nell'area, sostenute da abbondanti risorse rinnovabili, politiche ambiziose e un crescente interesse da parte di investitori privati. Il Marocco si distingue come leader regionale nel settore delle energie rinnovabili e si colloca tra i principali Paesi africani per capacità installata di generazione rinnovabile, anche a causa della più limitata disponibilità di combustibili fossili. Analogamente, Tunisia ed Egitto stanno espandendo rapidamente la propria produzione di energia rinnovabile. Inoltre, Marocco ed Egitto hanno avviato progetti per la produzione di idrogeno verde, mirando a diventare fornitori di energia pulita per i mercati internazionali.

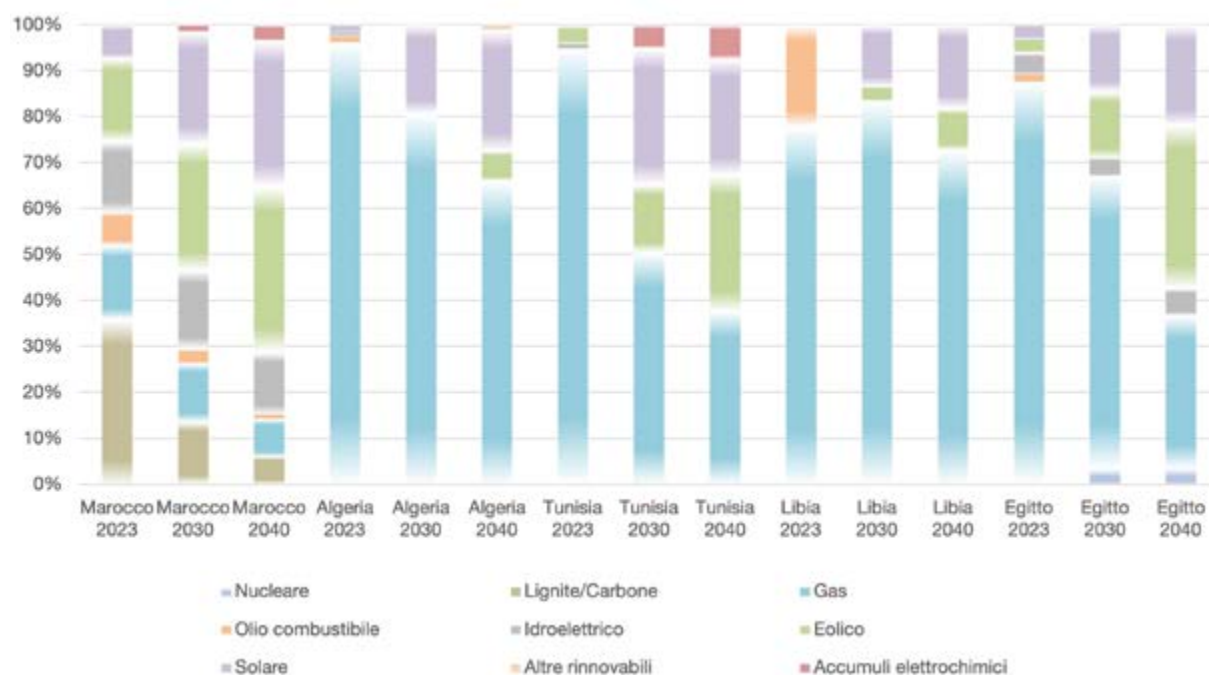
In linea con questi sviluppi e considerando gli obiettivi di diversificazione e transizione energetica, l'Unione Europea ha assunto da tempo un ruolo attivo nel settore energetico nordafricano. A tal fine, nel 2022 è stato istituito un partenariato con il Marocco (EU-Morocco Green Partnership) per rafforzare la cooperazione in tema di transizione energetica, protezione ambientale e lotta ai cambiamenti climatici. Questo si aggiunge alla EU-Mediterranean Energy Partnership, lanciata nel 1995, che promuove la cooperazione energetica con i Paesi mediterranei per garantire sicurezza energetica, sviluppo sostenibile e transizione verso energie rinnovabili. Inoltre, l'UE già da diversi anni, attraverso le sue istituzioni finanziarie, sta fornendo supporto finanziario e tecnico a progetti di energia rinnovabile in Nord Africa, facilitando la transizione energetica della regione. Similmente, anche l'Italia si sta impegnando per rinnovare e rafforzare i legami con il continente africano tramite il "Piano Mattei", finalizzato anche alla maggior diversificazione delle forniture energetiche italiane, riducendo la dipendenza dal gas di provenienza russa, e qualificare l'Italia come hub energetico dell'area mediterranea.

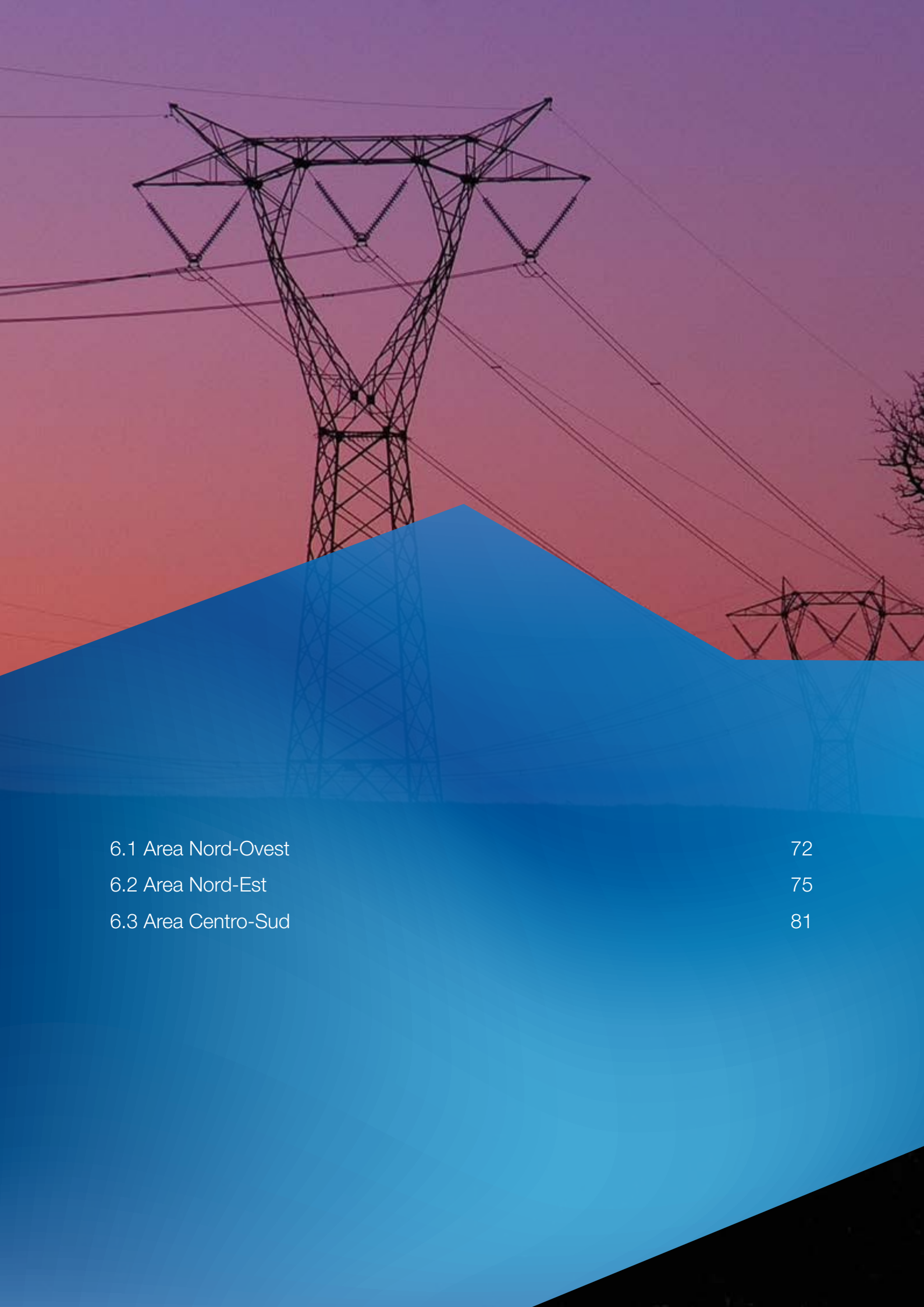
Alla luce di quanto precedentemente delineato, emerge con chiarezza la necessità per Terna di comprendere appieno i potenziali impatti derivanti dallo sviluppo di progetti di interconnessione con il Nord Africa, nonché le evoluzioni necessarie del sistema elettrico italiano per massimizzare le opportunità offerte da tali iniziative. In questo contesto, si è ritenuto fondamentale condurre un'analisi approfondita dei Paesi del Nord Africa, finalizzata a definire un quadro aggiornato dello stato attuale e delle prospettive future della regione, con un'attenzione particolare agli aspetti energetici, politici ed economici. L'analisi si è concentrata in particolare sui seguenti Paesi: Marocco, Tunisia, Algeria, Libia, Egitto e Arabia Saudita.

Figura 22 *Panoramica dei Paesi inclusi nel perimetro dell'assessment*

L'analisi è stata effettuata aggregando informazioni provenienti da diverse fonti, raccogliendo dati rappresentativi del contesto attuale e previsionale al 2030 e 2040 per i Paesi in oggetto. Sono stati analizzati vari aspetti, tra cui il settore energetico ed elettrico, stato e natura delle reti di trasmissione e interconnessione, oltre a caratteristiche macroeconomiche e strategie di politica energetica. Non sono state formulate ipotesi su informazioni non reperibili.

A seguire, in [Figura 23](#), si riporta una delle rappresentazioni più significative ottenute dei dati raccolti e analizzati, ovvero la ripartizione del parco di generazione per fonte in termini percentuali per alcuni dei Paesi in analisi. Dal grafico è possibile osservare in primo luogo quanto, fatta eccezione per il Marocco, la fonte più rappresentata nei mix di generazione nel Nord Africa sia il gas. Il Marocco, già oggi avanzato nella produzione di energia da FER, sembra puntare a un parco di generazione composto da FER per oltre il 50% entro il 2040. In ogni caso, anche per gli altri Paesi analizzati, si registra una marcata volontà di incremento dell'energia generata da FER tra il 2030 e il 2040.

Figura 23 *Distribuzione percentuale dell'installato per fonte al 2023, 2030 e 2040 per i Paesi in analisi*



6.1 Area Nord-Ovest	72
6.2 Area Nord-Est	75
6.3 Area Centro-Sud	81



6

**Nuovi
interventi
di sviluppo**

Nuovi interventi di sviluppo

6

6.1 Area Nord-Ovest

RIMOZIONE LIMITAZIONI AREA CANAVESE								
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI			IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
33-N								
ANNO DI PIANIFICAZIONE	CONTRIBUTO			REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2025				Piemonte		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di incrementare l'affidabilità del servizio elettrico e di garantire un migliore sfruttamento della produzione idroelettrica nell'area sono previsti interventi di rimozione limitazioni su linee esistenti consentendo un miglioramento delle condizioni di sicurezza e della capacità di trasporto delle direttrici 132 kV.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2032		2035			2037			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	45					1		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Rimozione limitazioni El. 132 kV Balangero – Rivara	Fase 1			2032		2035	2037	
Rimozione limitazioni El. 132 kV Favria – Rivara	Fase 1			2032		2035	2037	
Rimozione limitazioni El. 132 kV Favria – S. Giorgio	Fase 1			2032		2035	2037	
Rimozione limitazioni El. 132 kV Rivara – Forno Canavese	Fase 1			2032		2035	2037	
Rimozione limitazioni El. 132 kV Forno Canavese – Campore	Fase 1			2032		2035	2037	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 26 M€								

ELETTRODOTTO 132 kV TRA TAVAZZANO E RISE SESTO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
173-N								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2025				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Al fine di migliorare l'affidabilità e la sicurezza dell'esercizio della rete AT nell'area compresa tra gli impianti di Tavazzano e Rise Sesto è prevista una nuova direttrice 132 kV tra la CP di Donato e una nuova SE utente di connessione nei pressi di Rodano, mediante l'utilizzo di asset esistenti in modo tale da ridurre l'impatto sul territorio e risolvere condizioni di vetustà della linea.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2028		2035			2037			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	13					1		
Dismissione	9					1		
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Elettrodotto 132 kV T.922 e raccordi	Fase 1			2028		2035	2037	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 14 M€								



MASSIMIZZAZIONE ASSET MICROZONA LOMBARDIA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
174-N								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2025				Lombardia		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>Per far fronte a condizioni di esercizio caratterizzate da elevati transiti sia a livello europeo che a livello italiano dovuti anche alla discontinua produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), è stato necessario pianificare interventi di rimozione limitazioni e upgrade tecnologico con i più recenti standard tecnologici mirati, tempestivi ed efficaci sulla rete elettrica. L'obiettivo primario è quello di incrementare la flessibilità di esercizio della rete di trasmissione riducendone le congestioni al fine di evitare impatti negativi sulla competitività dei mercati elettrici. Le soluzioni identificate sono state valutate per garantire la massima efficienza economica e un rapido impatto sulla rete grazie ad esempio a DTR, telescatti, rimozione limitazioni ecc., sfruttando tecnologie consolidate e procedure agili.</p> <p>All'interno del presente intervento verranno opportunamente rimosse le limitazioni presenti sugli elettrodotti aerei nell'area microzonale della Lombardia al fine di ridurre le congestioni intrazonali dell'area Nord e allo stesso tempo di favorire il trasporto in sicurezza dei transiti di potenza tra Nord Ovest e Nord Est.</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2025		2026			2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	55			3		3		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Rimozione limitazioni microzona Lombardia	Fase 1			2025		2026	2028	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 34 M€								

6.2 Area Nord-Est

RETE 132 kV TRA ROMAGNA E TOSCANA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
360-N (include ex 337-P)								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2025/2014				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 e 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, in una prima fase. In una seconda fase è previsto l'incremento della magliatura del nodo di Badia Tedalda garantendo una migliore flessibilità di esercizio insieme all'aumento delle immissioni FER nell'area. 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 Est.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
		2031			2040			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	33			2		1		
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	19			2		1		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Elettrodotti 132 kV Faenza – Modigliana – Predappiol. Ridracoli – Quarto – Talamello	Fase 1	Fase 1		2023		2031	2036	L'opera potrà essere accelerata qualora l'ottenimento delle autorizzazioni possa essere anticipato
Forlì Est-Predappio	Fase 1	Fase 1		2028		2031	2036	
Stazione 380 kV S. Martino XX	Fase 4	Fase 2		2021		2031	2036	
Riassetto rete 132 kV S. Martino XX – Talamello (Fase 1)	Fase 2	Fase 2		2028		2032	2036	
Riassetto rete 132 kV Talamello – Badia Tedalda (Fase 2)	Fase 1			2028		2034	2040	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
< 1 M€ / 79 M€	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, PNIEC SLOW 2035, DE-IT 2040 , PNIEC SLOW 2040				PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, PNIEC SLOW 2035, DE-IT 2040 , PNIEC SLOW 2040			
	IUS	2,9			IUS	2,9		
	VAN _{PDS}	87			VAN _{PDS}	87		



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

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

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

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

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	1	12,7 GWh
B3a	9	0,2 GWh
B4	0	
B5a	5	49,5 GWh
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

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

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

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

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

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

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

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

RIMOZIONE LIMITAZIONE RETE 380 kV A OVEST DI FIRENZE									
IDENTIFICATIVO PDS			IDENTIFICATIVO PCI			IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP	
361-N (include ex 351-P)									
ANNO DI PIANIFICAZIONE			CONTRIBUTO			REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2025/2021						Toscana		Centro Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO									
L'elettrodotto 380 kV Calenzano-Suvereto è un asset essenziale per il trasporto dell'energia nella rete primaria toscana e per consentire gli scambi di energia tra le zone di mercato Nord e Centro Nord. Al fine di rimuovere le limitazioni presenti sull'elettrodotto e ottimizzare i corridoi in zone urbanizzate è previsto un riassetto della rete 380 kV afferente ai nodi di Marginone, Poggio a Caiano e Calenzano, utile anche a garantire il transito in sicurezza dei flussi al nodo di Suvereto, sul quale si innestano la doppia terna verso Montalto e il SA.CO.I.. Il progetto in oggetto, così come presentato nei piani precedenti, è stato sottoposto ad approfondimenti nel corso degli anni per adottare soluzioni più efficienti e realizzare la sinergia con gli upgrade tecnologici individuati per alcune infrastrutture esistenti. Con il fine di incrementare la sicurezza e flessibilità di esercizio, si prevede una nuova SE di smistamento 380 kV nei pressi dell'incrocio degli attuali elettrodotti Marginone-Calenzano e Calenzano-Suvereto, insieme a interventi puntuali di rimozione limitazioni, in particolare sull'elettrodotto 380 kV P.Caiano – P.Speranza, che potrà avvantaggiarsi di un upgrade tecnologico. L'intervento, quindi, consentirà di ridurre i costi relativi alle movimentazioni sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento per risolvere le congestioni locali di rete e incrementando i transiti sulla sezione Centro Sud – Centro Nord, abilitando l'incremento della capacità di trasporto tra le sezioni di mercato di 200 MW.									
FINALITÀ INTERVENTO					OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione		Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
					Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency		Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
					Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO									
AVVIO ATTIVITÀ			AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2025			2028			2036			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI									
CON ALTRE OPERE					DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI									
ATTIVITÀ		I22 [KM]			I23 [KM]			I24 [KM]	
Realizzazione									
Dismissione									
Dismissione e Realizzazione		140			5			2	
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI									
NOME OPERA		STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
		PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuova SE di smistamento 380 kV		Fase 1	Fase 1		2028		2032	2036	
Rimozione limitazioni progettuali. Rete 380 kV tra i nodi di Marginone, Calenzano e Poggio a Caiano		Fase 1	Fase 1		2025		2028	2029	
El.380 kV Poggio a Caiano -P.Speranza		Fase 1			2026		2032	2036	
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI									
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE					BENEFICI TOTALI (INCLUSI B16, B18, B19)			
1 M€ / 47 M€	PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, PNIEC SLOW 2035, DE-IT 2040 , PNIEC SLOW 2040			PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, PNIEC SLOW 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, PNIEC SLOW 2035, DE-IT 2040 , PNIEC SLOW 2040		PNIEC POLICY 2030, DE-IT 2035, PNIEC SLOW 2035, DE-IT 2040, PNIEC SLOW 2040	
	IUS	14,3		IUS	5,7	IUS	15,4	IUS	6,4
	VAN _{PDS}	419		VAN _{PDS}	147	VAN _{PDS}	453	VAN _{PDS}	169



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

PNIEC Policy 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

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

DE-IT 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

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

DE-IT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	21	
B2a	-9	-93,1 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	7	64,9 GWh
B5s	-2	-16,8 GWh
B6	0	
B7	26	
B8	2	
B16	0	
B18	1	8,5 kton
B19	2	0,1 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	200	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	8,5
I5 - Overgeneration [MWh]	35438	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

PNIEC Slow 2035

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B2a	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B5s	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

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

PNIEC Slow 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	1	
B2a	-5	-51,5 GWh
B3a	0	
B4	0	
B5a	2	23,5 GWh
B5s	-1	-8,7 GWh
B6	0	
B7	18	
B8	2	
B16	0	
B18	1	7,8 kton
B19	1	0,1 kton

Altri benefici non monetari	Val.		Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	200	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	7,8
I5 - Overgeneration [MWh]	13187	I13 - Variazione resilienza [MWh]	0

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

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

MASSIMIZZAZIONE ASSET INTER-MICROZONALE EMILIA-ROMAGNA E LIGURIA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
362-N								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2025				Emilia Romagna / Liguria		Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Per far fronte a condizioni di esercizio caratterizzate da elevati transiti sia a livello europeo che a livello italiano dovuti anche alla discontinua produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) si rende necessario pianificare interventi di rimozione limitazioni e upgrade tecnologico con i più recenti standard tecnologici mirati, tempestivi ed efficaci sulla rete elettrica. L'obiettivo primario è quello di migliorare la flessibilità di esercizio della rete di trasmissione al fine di garantire una maggiore integrazione dell'energia prodotta da impianti rinnovabili. Le soluzioni identificate sono state valutate per garantire la massima efficienza economica e un rapido impatto sulla rete grazie ad esempio DTR, telescati, rimozione limitazioni ecc., sfruttando tecnologie consolidate e procedure agili. Inoltre, tali interventi consentiranno di raggiungere una maggiore ottimizzazione degli asset RTN esistenti, compatibilmente con l'evoluzione delle esigenze di connessione di energia rinnovabile. All'interno del presente intervento verranno opportunamente rimosse le limitazioni presenti sugli elettrodotti aerei dell'area inter-microzonale tra Emilia-Romagna e Liguria al fine sia di favorire il trasporto in sicurezza dei transiti tra Nord-Ovest e Nord-Est, sia di incrementare la disponibilità media durante l'anno. Tale beneficio risulta particolarmente rilevante in condizioni di rete non integra e in concomitanza di situazioni di esercizio caratterizzate da elevati transiti nella zona Nord.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2025		2026			2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	89			2		1		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZZAZIONE			
Rimozione limitazioni inter-microzonali Emilia-Romagna e Liguria	Fase 1			2025		2026	2028	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 19 M€								

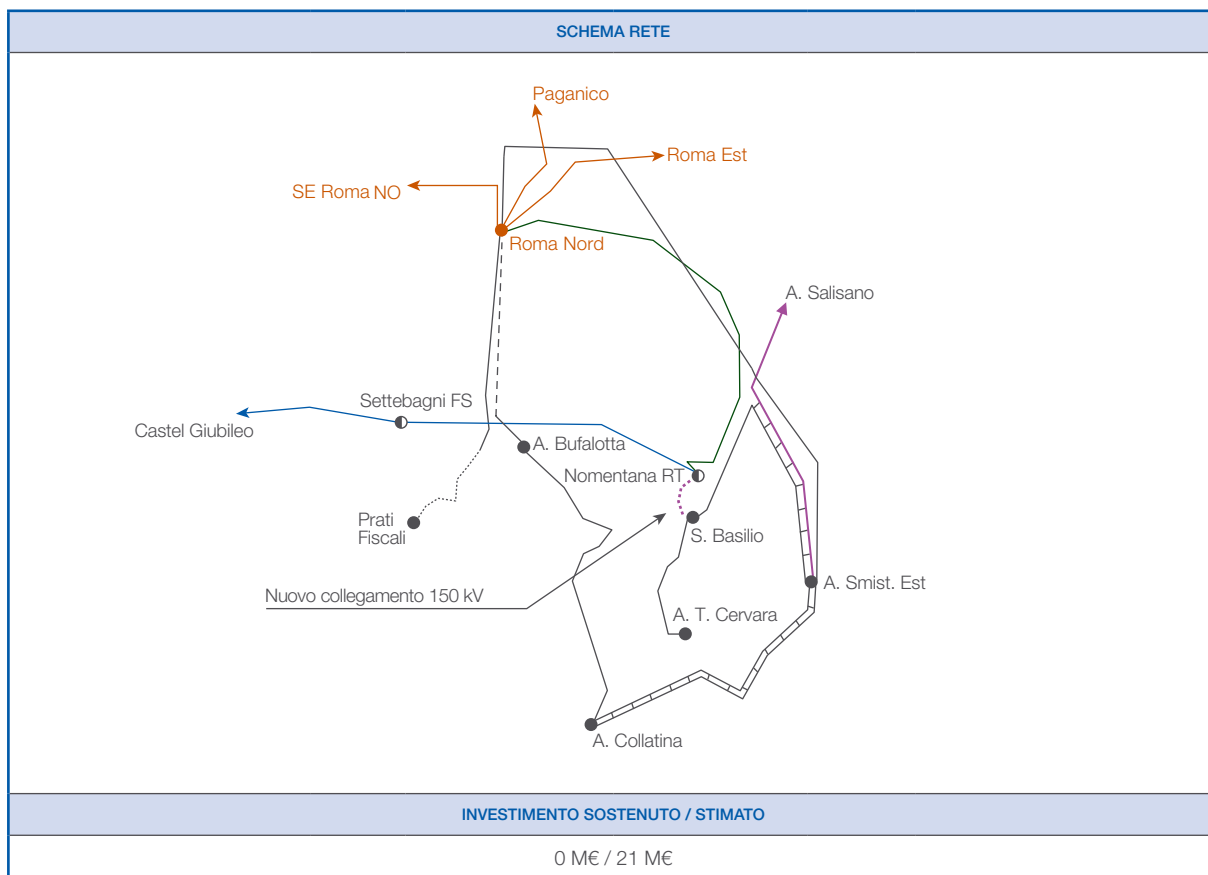


MASSIMIZZAZIONE ASSET INTER-MICROZONALE LAZIO E TOSCANA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
363-N								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2025				Lazio / Toscana		Centro Sud / Centro Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>Per far fronte agli attuali target di crescita FER e contenere i costi per l'adeguamento della rete, si rende necessario pianificare interventi di rimozione limitazioni e upgrade tecnologico con i più recenti standard tecnologici mirati, tempestivi ed efficaci sulla rete elettrica. L'obiettivo primario è quello di migliorare la flessibilità di esercizio della rete di trasmissione al fine di garantire una maggiore integrazione dell'energia prodotta da impianti rinnovabili. Le soluzioni identificate sono state valutate per garantire la massima efficienza economica e un rapido impatto sulla rete grazie ad esempio DTR, telescati, rimozione limitazioni ecc., sfruttando tecnologie consolidate e procedure agili.</p> <p>Tali interventi consentiranno di raggiungere una maggiore ottimizzazione degli asset RTN esistenti, compatibilmente con l'evoluzione delle esigenze di connessione di energia rinnovabile. In questo modo, si intende garantire una maggiore flessibilità e adattabilità della rete elettrica, consentendo di sfruttare al meglio il potenziale delle FER e di accelerare la transizione energetica.</p> <p>All'interno del presente intervento verranno opportunamente rimosse le limitazioni presenti sugli elettrodotti dell'area inter-microzonale tra Lazio e Toscana al fine di ridurre le congestioni esistenti. Infatti, le risoluzioni delle limitazioni in oggetto consentiranno di abilitare una capacità di scambio aggiuntiva di 300 MW sulla sezione di mercato Centro Sud – Centro Nord.</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2025		2025			2025			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI ¹⁰								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Rimozione limitazioni inter-microzonale Lazio e Toscana	Fase 1			2025		2025	2025	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 2 M€								

¹⁰ Impatti non significativi

6.3 Area Centro-Sud

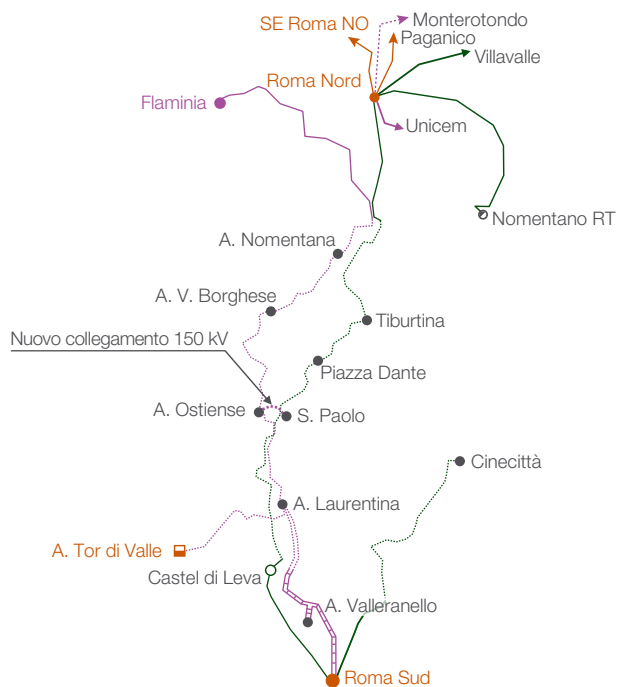
NUOVA MAGLIATURA SSE NOMENTANO RT - CP S.BASILIO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
448-N								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2025				Lazio		Centro Sud		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>Al fine di incrementare l'affidabilità e la sicurezza di esercizio della rete elettrica di trasmissione della città metropolitana di Roma, è in programma la realizzazione di un nuovo collegamento tra la stazione elettrica Nomentano RT e la CP San Basilio. Il nuovo collegamento sarà realizzato mediante elettrodotto in cavo interrato a 150 kV, previa installazione di uno stadio di trasformazione 220/150 kV nonché l'efficientamento e l'adeguamento dell'esistente SSE Nomentano RT.</p> <p>L'opera garantirà una nuova via di alimentazione alla SSE Nomentano RT, con evidente beneficio per la rete ferroviaria a 132 kV, e alla CP San Basilio, migliorando la magliatura della rete di subtrasmissione con la rete 150 kV del distributore.</p> <p>L'intervento, inoltre, si inserisce all'interno di un più ampio piano di efficientamento e miglioramento per una gestione più funzionale e integrata della rete elettrica dell'area metropolitana di Roma perseguibile attraverso l'acquisizione, a opera di Terna, di alcune infrastrutture in alta tensione di proprietà del distributore Areti, localizzate nella città di Roma e in particolare nell'area oggetto di sviluppo.</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2028		2035			2037			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	1					1		
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuovo collegamento 150 kV SSE Nomentano RT-CP San Basilio	Fase 1			2028		2035	2037	
ATR 220/150 kV	Fase 1			2028		2035	2037	
Adeguamento SSE Nomentano RT	Fase 1			2028		2035	2037	



NUOVA MAGLIATURA CP OSTIENSE - CP S.PAOLO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
449-N								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2025				Lazio		Centro Sud		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
Attualmente la rete di trasmissione dell'area metropolitana di Roma è caratterizzata da due direttrici Nord-Sud rispettivamente a 220 kV e 150 kV che alimentano in sequenza le cabine primarie (i.e. CP A.Nomentana, CP Villa Borghese, CP Ostiense, CP San Paolo, CP Piazza Dante, CP Tiburtina). Nell'ottica di migliorare la continuità e la qualità del servizio, si propone la realizzazione di un nuovo elettrodotto in cavo 150 kV tra la CP Ostiense e la CP San Paolo e la predisposizione di uno stadio di trasformazione 220/150 kV presso CP San Paolo. Tale intervento consentirà di incrementare la magliatura tra le dorsali 220 kV e 150 kV che si estendono tra le SE 380/220/150 kV di Roma Nord e Roma Sud, garantendo una nuova via di alimentazione alle CP in oggetto, con conseguente miglioramento della qualità del servizio e gestione ottimale dei flussi di potenza.								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2028		2035			2037			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione	1					1		
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione								
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Nuovo collegamento 150 kV CP Ostiense-CP San Paolo	Fase 1			2028		2035	2037	
ATR 220/150 kV	Fase 1			2028		2035	2037	



SCHEMA RETE



INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO

0 M€ / 5 M€

MASSIMIZZAZIONE ASSET MICROZONE LAZIO								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
450-N								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2025				Lazio		Centro Sud		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>Per far fronte agli attuali target di crescita FER e contenere i costi per l'adeguamento della rete, si rende necessario pianificare interventi di rimozione limitazioni e upgrade tecnologico con i più recenti standard tecnologici mirati, tempestivi ed efficaci sulla rete elettrica. L'obiettivo primario è quello di migliorare la flessibilità di esercizio della rete di trasmissione al fine di garantire una maggiore integrazione dell'energia prodotta da impianti rinnovabili. Le soluzioni identificate sono state valutate per garantire la massima efficienza economica e un rapido impatto sulla rete grazie ad esempio DTR, telescati, rimozione limitazioni ecc., sfruttando tecnologie consolidate e procedure agili.</p> <p>Gli interventi previsti consentiranno di raggiungere una maggiore ottimizzazione degli asset RTN esistenti, compatibilmente con l'evoluzione delle esigenze di connessione di energia rinnovabile. In questo modo, si intende garantire una maggiore flessibilità e adattabilità della rete elettrica, consentendo di sfruttare al meglio il potenziale delle FER e di accelerare la transizione energetica.</p> <p>Inoltre, tali interventi sono quindi finalizzati a ottenere un incremento inter-microzonale nella Campania oltre che a permettere una maggiore disponibilità durante l'anno dei limiti di transito tra le zone di mercato (Sud – Centro Sud) che garantiranno un beneficio rilevante durante particolari condizioni di rete, incrementando pertanto probabilisticamente la capacità di scambio media durante l'anno.</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2025		2025			2026			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	114			37		3		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Rimozione limitazioni area inter e intra microzonale Lazio	Fase 1			2025		2025	2026	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 47 M€								



MASSIMIZZAZIONE ASSET INTER MICROZONALE LAZIO E CAMPANIA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
451-N								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2025				Campania, Lazio		Centro Sud		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>Per far fronte agli attuali target di crescita FER e contenere i costi per l'adeguamento della rete, si rende necessario pianificare interventi di rimozione limitazioni e upgrade tecnologico con i più recenti standard tecnologici mirati, tempestivi ed efficaci sulla rete elettrica. L'obiettivo primario è quello di migliorare la flessibilità di esercizio della rete di trasmissione al fine di garantire una maggiore integrazione dell'energia prodotta da impianti rinnovabili. Le soluzioni identificate sono state valutate per garantire la massima efficienza economica e un rapido impatto sulla rete grazie ad esempio DTR, telescatti, rimozione limitazioni ecc., sfruttando tecnologie consolidate e procedure agili.</p> <p>Gli interventi previsti consentiranno di raggiungere una maggiore ottimizzazione degli asset RTN esistenti, compatibilmente con l'evoluzione delle esigenze di connessione di energia rinnovabile. In questo modo, si intende garantire una maggiore flessibilità e adattabilità della rete elettrica, consentendo di sfruttare al meglio il potenziale delle FER e di accelerare la transizione energetica.</p> <p>Inoltre, gli interventi sono finalizzati a ottenere un incremento inter-microzonale sugli elettrodotti aerei del Basso Lazio e dell'Alta Campania oltre che a permettere una maggiore disponibilità durante l'anno dei limiti di transito tra le zone di mercato (Sud – Centro Sud) che garantiranno un beneficio rilevante durante particolari condizioni di rete, incrementando pertanto probabilisticamente la capacità di scambio media durante l'anno.</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza			Integrazione FER		Qualità del Servizio		
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità			Connessione RTN		Resilienza		
				Integrazione RFI		Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2025		2025			2026			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]			I23 [KM]		I24 [KM]		
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	146			45		1		
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Rimozione limitazioni area inter microzonale Lazio – Campania	Fase 1			2025		2025	2026	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 25 M€								

MASSIMIZZAZIONE ASSET MICROZONA CAMPANIA								
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP		
564-N								
ANNO DI PIANIFICAZIONE		CONTRIBUTO		REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO		
2025				Campania		Centro Sud		
DESCRIZIONE INTERVENTO								
<p>Per far fronte agli attuali target di crescita FER e contenere i costi per l'adeguamento della rete, si rende necessario pianificare interventi di rimozione limitazioni e upgrade tecnologico con i più recenti standard tecnologici mirati, tempestivi ed efficaci sulla rete elettrica. L'obiettivo primario è quello di migliorare la flessibilità di esercizio della rete di trasmissione al fine di garantire una maggiore integrazione dell'energia prodotta da impianti rinnovabili. Le soluzioni identificate sono state valutate per garantire la massima efficienza economica e un rapido impatto sulla rete grazie ad esempio DTR, telescati, rimozione limitazioni ecc., sfruttando tecnologie consolidate e procedure agili.</p> <p>Gli interventi previsti consentiranno di raggiungere una maggiore ottimizzazione degli asset RTN esistenti, compatibilmente con l'evoluzione delle esigenze di connessione di energia rinnovabile. In questo modo, si intende garantire una maggiore flessibilità e adattabilità della rete elettrica, consentendo di sfruttare al meglio il potenziale delle FER e di accelerare la transizione energetica.</p> <p>Tali interventi sono quindi finalizzati a ottenere un incremento inter-microzonale nella Campania oltre che a permettere una maggiore disponibilità durante l'anno dei limiti di transito tra le zone di mercato (Sud – Centro Sud) che garantiranno un beneficio rilevante durante particolari condizioni di rete, incrementando pertanto probabilisticamente la capacità di scambio media durante l'anno.</p> <p>All'interno del presente intervento verranno opportunamente rimosse le limitazioni presenti sugli elettrodotti aerei 380 kV nell'area di Benevento che in sinergia con la costruenda SE 380 kV Ariano Irpino consentiranno una maggiore integrazione della generazione fotovoltaica ed eolica presente nell'area con conseguente riduzione dei tagli di potenza da fonti rinnovabili.</p>								
FINALITÀ INTERVENTO				OBIETTIVO INTERVENTO				
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER		Qualità del Servizio				
		Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA				
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN		Resilienza				
		Integrazione RFI		Transizione energetica				
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO								
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO			
2025		2026			2027			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI								
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI				
IMPATTI TERRITORIALI								
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]			
Realizzazione								
Dismissione								
Dismissione e Realizzazione	103		9		1			
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		COD. ITER	AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	COMPLETA- MENTO	NOTE
	PDS '25	PDS '23		ITER/ ATTIVITÀ	AUTORIZ- ZAZIONE			
Rimozione limitazioni area inter-microzonale Campania	Fase 1			2025		2026	2027	
SINTESI INVESTIMENTO								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO								
0 M€ / 42 M€								





7

**Piano minimo
di realizzazioni**

Piano minimo di realizzazioni

7

Il piano minimo delle realizzazioni – previsto nel Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 20 aprile 2005 e successive modifiche e integrazioni – fa riferimento, per il Piano di Sviluppo 2025, a un periodo temporale che va dal 2025 al 2027.

Tale piano minimo di realizzazioni rappresenta un sottoinsieme di opere di sviluppo della RTN sul quale si concentra l'impegno di Terna nel periodo di riferimento, in particolare – come indicato nel citato D.M. – sulla riduzione delle congestioni, sull'incremento della sicurezza e sul miglioramento della qualità del servizio, perseguendo anche gli altri obiettivi di potenziamento dell'interconnessione con l'estero.

In [Tabella 15](#) sono riportate le opere di sviluppo incluse nei piani minimi di realizzazioni precedenti e che sono state completate dal 2021 al 2024. In [Tabella 16](#), sono riportati invece gli interventi e le opere la cui realizzazione è prevista nel triennio 2025-2027.

Tabella 15 Opere di sviluppo incluse nei piani minimi di realizzazioni precedenti, completate dal 2021 al 2024

REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	DENOMINAZIONE OPERA	VALORE [M€]	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO
PIEMONTE	3-P	Nuovo incremento di capacità di interconnessione con la Francia	Linea HVDC Grande Ile-Piossasco	197,0	2023
PIEMONTE	3-P	Nuovo incremento di capacità di interconnessione con la Francia	Stazione conversione Piossasco	99,7	2023
PIEMONTE	6-P	Razionalizzazione 220 kV e 132 kV Provincia di Torino	Razionalizzazione Torino - Pianezza Fase 2	23,2	12/2021, 06/2022, 2023
PIEMONTE	6-P	Razionalizzazione 220 kV e 132 kV Provincia di Torino	Ricostruzione Rivoli - Paracca	5,9	12/2021, 03/2022
PIEMONTE	6-P	Razionalizzazione 220 kV e 132 kV Provincia di Torino	Ricostruzione Paracca - Collegno	4,2	08/2021, 03/2022
PIEMONTE	6-P	Razionalizzazione 220 kV e 132 kV Provincia di Torino	Stazione Pianezza - Reattanza 220 kV	2,5	12/2021, 11/2022
PIEMONTE	7-P	Sviluppi rete nelle province di Asti ed Alessandria	Elett.132 kV Bistagno- Canelli	4,0	12/2021, 06/2022
PIEMONTE	7-P	Sviluppi rete nelle province di Asti ed Alessandria	Elett. 132 kV Asti Sud- Montegrosso	4,9	12/2021, 06/2022
PIEMONTE/ LOMBARDIA	8-P	Rimozione limitazioni rete 380 kV area Nord-Ovest	Elettrodotto 380 kV Lacchiarella-Chignolo-Po	1,0	03/2021
PIEMONTE	13-P	Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella	Potenziamento Borgoticino Arona	1,3	10/2021
PIEMONTE/ LIGURIA	19-P	Rete Cuneo-Savona	Elettrodotto 132 kV Ceva-Cairo e Carru-Ceva	3,2	12/2021 11/2022
TRENTINO ALTO ADIGE	100-I	Incremento della capacità di interconnessione con l'Austria ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	Elettrodotto 220 kV Nauders –Glorenza	0,7	2023

REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	DENOMINAZIONE OPERA	VALORE [M€]	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO
LOMBARDIA	106-P	Elettrodotto 220 kV Glorenza-Tirano-der Premadio	Ingresso cavo Premadio	2,6	11/2021, 08/2022
LOMBARDIA	106-P	Elettrodotto 220 kV Glorenza-Tirano-der Premadio	Ampliamento e adeguamento Stazione 220 kV Premadio	12,5	2024
LOMBARDIA	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi	Lodi FS-Casalpusterlengo FS n.0241- Razionalizzazione Lodi (Lotto 3)	23,8	2023/2024
LOMBARDIA	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco	Adegaumento della Stazione Gadio	9,4	2023/2024
LOMBARDIA	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco	EXPO 2015 - Ospiate-Torretta	10,0	12/2021, 04/2022
LOMBARDIA	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Raccordi 220/132 kV Agnosine	5,1	05/2022
LOMBARDIA	126-P	Stazione 380 kV Magenta	Nuova sezione 380 kV e ATR 380/220 kV presso la Stazione 220 kV Magenta	28,3	2024
LOMBARDIA	126-P	Stazione 380 kV Magenta	Interramento 132 kV Magenta-Magenta CS T.480	1,9	2024
LOMBARDIA	126-P	Stazione 380 kV Magenta	Interramenti 132 kV in Comune di Magenta	9,8	09/2021, 05/2022
LOMBARDIA	144-P	Stazione 380 kV S.Rocco	Adeguamento della Stazione 380 kV S. Rocco	1,7	2023
LOMBARDIA	147-P	Elettrodotto 132 kV Verderio-Ciserano	Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Cisano-Locate	2,5	2021/2022
LOMBARDIA	147-P	Elettrodotto 132 kV Verderio-Ciserano	Potenziamenti area Verderio	8,5	07-09/2021, 03-09/2022
FRIULI VENEZIA GIULIA	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest-Redipuglia	132 kV Udine Sud-Cartiere Romanello	4,0	2023
FRIULI VENEZIA GIULIA	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest-Redipuglia	Cavo 132 kV CP Udine Sud - Udine FS	11,6	21/04/2022, 2023
FRIULI VENEZIA GIULIA	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest-Redipuglia	Var. El. 132 kV Strassoldo-Redipuglia FS	2,0	21/04/2022
TRENTINO ALTO ADIGE	208-P	Elettrodotto 132 kV Pratidi Vitze-Steinach	PST Brennero	9,9	05/2021



REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	DENOMINAZIONE OPERA	VALORE [M€]	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO
TRENTINO ALTO ADIGE	208-P	Elettrodotto 132 kV Pratidi Vizze-Steinach	Stazione 132 kV Brennero	4,5	05/2021
VENETO	215-P	Riassetto Alto Bellunese	Nuova stazione 220/132 kV	30,6	2024
VENETO	215-P	Riassetto Alto Bellunese	Raccordi 132 e 220 kV alla Stazione Auronzo	10,2	07/2021
TRENTINO ALTO ADIGE	222-P	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	Rimozione limitazione direttrice Glorenza- Maso Pill e Raccordi 220 kV Stazione Naturno	15,6	2023/2024
VENETO	225-P	Potenziamento rete AT area Rovigo	Raccordi 132 kV della stazione 132 kV Canaro	1,6	2023/2024
VENETO	237-P	Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete	Raccordi 220 kV e 132 kV alla Stazione Malo	3,5	2024
VENETO	237-P	Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete	Stazione 220/132 kV Malo	26,2	2024
TRENTINO ALTO ADIGE	238-P	Stazione 220 kV Glorenza	Rimozione limitazioni 220 kV	15,7	2023/2024
TRENTINO ALTO ADIGE	238-P	Stazione 220 kV Glorenza	Rimozione limitazioni 150 kV variante LASA	5,7	2024
FRIULI VENEZIA GIULIA	253-P	Stazione 220/132 kV Padriciano	Cavo 132 kV CE3 Padriciano - Elettra GLT	3,5	06/2021
TOSCANA	301-P	Collegamento HVDC Sardegna-Corsica-Italia (SA.CO.I.3)	Ampliamento 380 kV Stazione Suvereto	6,0	2024
TOSCANA	302-P	Elettrodotto a 380 kV Colunga-Calenzano	Elettrodotto 380 kV Bargi-Calenzano	6,4	2023
TOSCANA	302-P	Elettrodotto a 380 kV Colunga-Calenzano	Stazione 380 kV Calenzano	14,7	2024
TOSCANA	302-P	Elettrodotto a 380 kV Colunga-Calenzano	El 380 kV Bargi-Calenzano-Var. Carraia	3,0	10/2021
TOSCANA	308-P	Riassetto rete area Livorno	Nuova stazione 132 kV Collesalveti	25,1	2024
TOSCANA	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba-Continente	Elettrodotto 132 kV Colmata-Portoferraio	97,8	2023
TOSCANA	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba-Continente	Linea 132 kV San Giuseppe – Portoferraio	14,3	06/12/2022
TOSCANA	317-P	Riassetto area metropolitana Firenze	Elettrodotto 132 kV Casellina-SLGreve	3,9	2024
TOSCANA	317-P	Riassetto area metropolitana Firenze	Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze-SLGreve	5,9	2024
TOSCANA	317-P	Riassetto area metropolitana Firenze	Rimozione limitazioni rete 132 kV	5,9	2024
TOSCANA	317-P	Riassetto area metropolitana Firenze	Elettrodotto 132 kV Rifredi-Cascine	1,2	2023/2024
EMILIA ROMAGNA	323-P	Rete AT area di Modena	Elettrodotto 132 kV Modena N- Modena E	5,5	06/2021
LAZIO	409-P	Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma	El. 150 kV Fiano-Nazzano	11,0	2023
ABRUZZO	411-P	Interventi rete AT raccolta rinnovabile tra Abruzzo e Lazio	El.150 kV Pettino-Torrione	10,6	2023/2024
MOLISE	414-P	Stazione 380 kV Rotello	Stazione 380/150 kV Rotello e raccordi 380 kV	3,3	2023
ABRUZZO	417-P	Stazione 150 kV Celano	Stazione 150 kV Celano e raccordi	21,1	21/09/2022
LAZIO	419-P	Riassetto rete Roma Ovest-Roma Sud Ovest	Nuovo el. 150 kV Porto-Fiumicino	7,0	2024
ABRUZZO	420-P	Riassetto rete Teramo-Pescara	Risoluzione der. Rigida Montesilvano- Pineto der. Villanova	11,3	2024

REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	DENOMINAZIONE OPERA	VALORE [M€]	DATA ENTRATA IN ESERCIZIO
ABRUZZO	432-P	Rimozione limitazioni sezione Centro Sud-Centro Nord	Direttrice 220 kV Candia-Villanova (sostituzione conduttori)	16,1	2023/2024
UMBRIA	432-P	Rimozione limitazioni sezione Centro Sud-Centro Nord	Variante 220 kV Villavalle - Pietrafitta	6,3	2024
UMBRIA	432-P	Rimozione limitazioni sezione Centro Sud-Centro Nord	Stazioni S. Barbara, Villavalle, Villanova e Candia (sostituzione ATR)	3,8	2024
UMBRIA	432-P	Rimozione limitazioni sezione Centro Sud-Centro Nord	Sostituzione Conduttori Villavalle-Pietrafitta	5,7	12/2021, 07/2022
CAMPANIA	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Stazione 220/150 kV Scafati	18,8	09-10/2021
CAMPANIA	505-P	Stazioni a 380 kV di raccolta di impianti eolici tra Foggia e Benevento	ATR 380/150 kV Stazione Bisaccia	3,0	2024
CAMPANIA	505-P	Stazioni a 380 kV di raccolta di impianti eolici tra Foggia e Benevento	PST Stazione Bisaccia	14,9	2024
CAMPANIA	505-P	Stazioni a 380 kV di raccolta di impianti eolici tra Foggia e Benevento	Elettrodotto 380 kV Bisaccia - Deliceto	32,3	03/2022; 05/2022
PUGLIA	505-P	Stazioni a 380 kV di raccolta di impianti eolici tra Foggia e Benevento	Nuova Stazione 380/150 kV Deliceto in e-e alla linea a 380 kV Foggia-Candela	1,7	2024
CAMPANIA	506-P	Elettrodotto 380 kV Montecorvino-Benevento	Rimozione limitazioni el. 380 kV Bisaccia-Avellino-S.Sofia	5,4	2024
BASILICATA	510-P	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud	Raccordi a 150 kV alla Stazione Melfi e relativo ampliamento a 150 kV	15,9	2024
CAMPANIA	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Cavo 220 kV Direzionale - Castelluccia	10,0	12/2021
CAMPANIA	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	El. 220 kV Stazione Fuorigrotta-CP Napoli Centro	18,7	11/2021
CAMPANIA	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	El. 220 kV CP Astroni-Stazione Fuorigrotta	7,3	11/2021
PUGLIA	519-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Puglia	Rimozioni limitazioni su rete AT compresa tra Stazione Brindisi, Stazione Taranto	5,3	2023
BASILICATA	520-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Basilicata	Potenziamento el. 150 kV Matera CP-Grottole-Salandra-S. Mauro Forte	15,8	2023/2024
PUGLIA	538-P	Stazione 380/150 kV Deliceto	Potenziamento ATR 380/150 kV	5,7	2024
SICILIA	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo	Stazione 380 kV Pantano	51,4	2024
SICILIA	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo	Elettrodotto 380 kV Paternò - Pantano	23,2	2023/2024
SICILIA	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo	Variante di tracciato 380 kV	1,1	2024
SICILIA	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo	Elettrodotto 150 kV Melilli-Priolo CP	9,6	06/2021
SICILIA	611-P	Interventi sulla rete AT nell'area di Catania	El. 150 kV Catania Est-Villa Bellini	2,0	2024
SICILIA	611-P	Interventi sulla rete AT nell'area di Catania	El. 150 kV Catania Est-Catania Nord	5,3	2023
SICILIA	613-P	Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa	Risoluzione der. rigida della CP Dirillo	1,7	2024
SICILIA	616-P	Stazione 380 kV Vizzini	Stazione 380/150 kV di Vizzini e raccordi 380 kV	38,3	20/12/2022
SICILIA	621-P	Stazione 220 kV Partinico	Stazione Partinico: 2°ATR con raddoppio	3,3	07/2021
SARDEGNA	706-P	Elettrodotto 150 kV Fiumesanto-Porto Torres	Collegamento Fiumesanto-Portotorres	2,7	11/2022
SARDEGNA	724-P	Adeguamento Stazione Rumianca	Stazione Rumianca- Separaz.Sbarre 150 kV	4,0	12/2021

Tabella 16 *Progetti rilevanti con entrata in esercizio 2025-2027*

REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	DENOMINAZIONE OPERA	VALORE [M€]	DATA ATTESA ENTRATA IN ESERCIZIO
LOMBARDIA	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate	Demolizione 132 kV, Garlasco-Tavazzano Est All	4,57	2026/2027
PIEMONTE	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate	Variante aerea 220 kV Trino-Vercelli	4,02	2025/2026
PIEMONTE	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate	Variante in cavo 132 kV Mercallo-Cameri e demolizione 220 kV	49,76	2027
LOMBARDIA	106-P	Elettrodotto 220 kV Glorencia-Tirano-der Premadio	Ampliamento e adeguamento Stazione 220 kV Premadio	9,57	2025
LOMBARDIA	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi	Lodi FS-Casalpusterlengo FS n.0241	30,02	2025/2026
LOMBARDIA	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco	Potenziamento elettrodotto 220 kV Ospiate-Torretta	1,07	2025/2027
FRIULI VENEZIA GIULIA	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest-Redipuglia	380 kV Monfalcone-Redipuglia	3,02	2026
VENETO	237-P	Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete	Installazione nuovo ATR 220/130 kV in Stazione Vicenza Monteviale	2,50	2027
TRENTINO ALTO ADIGE	238-P	Stazione 220 kV Glorencia	Rimozione limitazioni 132 kV	1,19	2027
TOSCANA	302-P	Elettrodotto a 380 kV Colunga-Calenzano	Elettrodotto 380 kV Calenzano-S.B.Querceto-Colunga	150,10	2025/2027
TOSCANA	302-P	Elettrodotto a 380 kV Colunga-Calenzano	Stazione 380 kV S.B.Querceto	38,93	2025/2027
EMILIA ROMAGNA	302-P	Elettrodotto a 380 kV Colunga-Calenzano	Stazione 380 kV Calenzano	5,30	2025/2027
TOSCANA	302-P	Elettrodotto a 380 kV Colunga-Calenzano	Nuova stazione 132 kV (Futa)	13,91	2026/2027
TOSCANA	308-P	Riassetto rete area Livorno	Stazione 380 kV Acciaiolo	15,49	2025/2026
TOSCANA	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba-Continente	Elettrodotto 132 kV Portoferraio-S. Giuseppe	5,67	2025/2026
TOSCANA	317-P	Riassetto area metropolitana Firenze	Elettrodotto 132 kV SLGreve-Peretola	5,19	2025
LAZIO	404-P	Riassetto rete area metropolitana di Roma	Ampliamento Stazione Magliana RT ed El 150 kV Magliana RT-CP A. Magliana 1	2,15	2025/2026
MOLISE	405-P	Elettrodotto 150 kV Portocannone-S. Salvo Z.I. e nuovo smistamento	Variante all'el. 150 kV Termoli Sinarca-Termoli Z.I.	1,92	2025
LAZIO	409-P	Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma	Risoluzione der. rigide area S. Lucia di Mentana	2,92	2025/2026
LAZIO	416-P	Stazione 380 kV Tuscania	Raccordo 150 kV in doppia terna della linea Canino-Arlena	10,18	2025

REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	DENOMINAZIONE OPERA	VALORE [M€]	DATA ATTESA ENTRATA IN ESERCIZIO
ABRUZZO	420-P	Riassetto rete Teramo-Pescara	Risoluzione der. Rigida Montesilvano- Pineto der. Villanova	17,0	2025
TOSCANA	432-P	Rimozione limitazioni sezione Centro Sud- Centro Nord	Stazioni S. Barbara, Villavalle, Villanova e Candia	4,38	2027
CALABRIA	501-P	Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi	Raccordo 150 kV S. Procopio-Palmi Sud	3,23	2026
CAMPANIA	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Nuovo collegamento 150 kV Sorrento- Vico Equense-Agerola-Lettere	57,46	2025/2027
CAMPANIA	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Stazione 150 kV Torre C.le e riassetto el. 150 kV	13,73	2027
CAMPANIA	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Raccordi 150 kV alla CP Torre Sud e utenze connesse	1,13	2027
CAMPANIA	511-P	Stazione 380 kV S.Sofia	Nuovo el. 150 kV CP Saint Gobain- Stazione S. Sofia	11,25	2027
CAMPANIA	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Raccordi 220 kV CP Fuorigrotta	2,18	2027
PUGLIA	519-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Puglia	Rimozione limitazioni direttrici 150 kV a Nord di Foggia verso il Molise	5,13	2025/2026
SICILIA	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo	Raccordi 150 kV in d.t. tra la Stazione Paternò' e el. Paternò' CP- Misterbianco	2,50	2026
SICILIA	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo	Elettrodotto 380 kV Pantano-Priolo	75,39	2025/2027
SICILIA	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo	Ampliamento Stazione 380 kV Melilli	1,14	2027
SICILIA	611-P	Interventi sulla rete AT nell'area di Catania	El. 150 kV Catania Est-Villa Bellini	2,69	2026
SICILIA	612-P	Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania	Nuovo el. 150 kV-S. Giovanni la Punta- Acicastello e demolizioni associate	29,29	2025/2027
SICILIA	613-P	Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa	Nuovo el. 150 kV Vittoria Sud-S. Croce Camerina	28,66	2027
SICILIA	613-P	Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa	Nuovo el. 150 kV S. Croce Camerina- Scicli	32,81	2027
SICILIA	616-P	Stazione 380 kV Vizzini (ex Stazione 380 kV Mineo)	Raccordi 150 kV alla Stazione 380/150 kV Vizzini in e-e a Scordia-Lentini	10,67	2027
SICILIA	616-P	Stazione 380 kV Vizzini (ex Stazione 380 kV Mineo)	Nuova Stazione 380/150 kV Vizzini e raccordi 380 kV	0,68	2026
CAMPANIA	723-P	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	Collegamento HVDC Continente-Sicilia	567,3	2025/2027
CAMPANIA	723-P	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	Stazione 380 kV a sud di Montecorvino e raccordi 380 kV	33,1	2026/2027
CAMPANIA	723-P	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	SdC HVDC Continente	397,6	2026



REGIONE	IDENTIFICATIVO PDS	INTERVENTO DI SVILUPPO	DENOMINAZIONE OPERA	VALORE [M€]	DATA ATTESA ENTRATA IN ESERCIZIO
SARDEGNA	723-P	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	SdC HVDC Sardegna	354,1	2025/2027
SICILIA	723-P	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	Collegamento HVDC Sicilia-Sardegna	1.040,8	2025/2027
SICILIA	723-P	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	SdC HVDC Sicilia	715,1	2025/2027
CAMPANIA/ SICILIA	723-P	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	Rimozione elementi limitanti el. 380 kV Laino-Montecorvino	4,0	2026
CAMPANIA/ SICILIA	723-P	HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	Opere Comuni	34,0	2026/2027

Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Terna.

www.terna.it

Mercurio GP
Milano

Consulenza strategica
Concept creativo
Graphic design
Impaginazione
Editing

www.mercuriogp.eu

