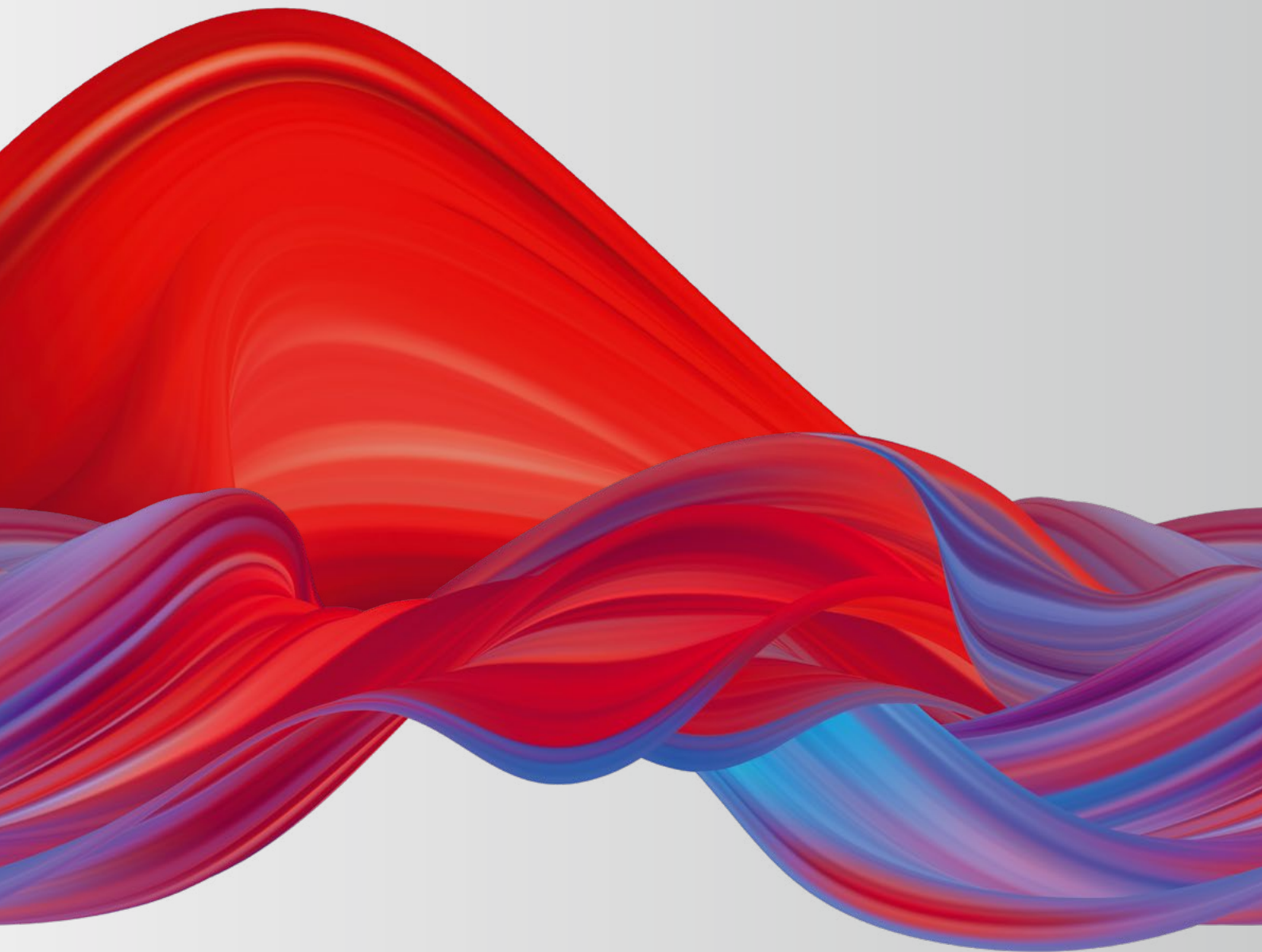
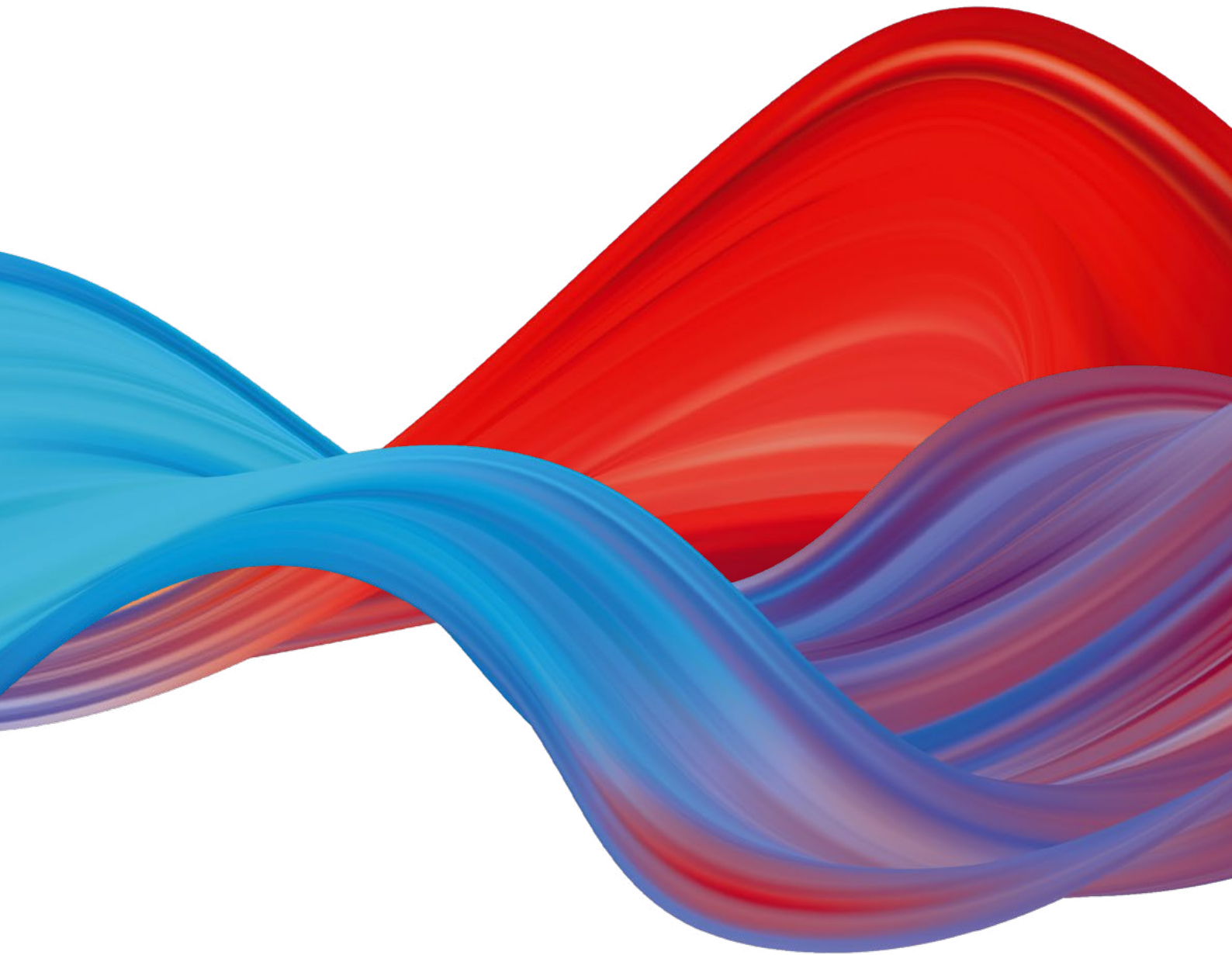


# 2023

## PIANO DI SVILUPPO

**Analisi costi-benefici** del secondo polo  
dell'interconnessione **HVDC Italia – Montenegro**





# Driving Energy

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

Esercitiamo il ruolo di **regista e abilitatore della transizione ecologica** per realizzare un nuovo modello di sviluppo basato sulle fonti rinnovabili, rispettoso dell'ambiente.

Sostenibilità, innovazione e competenze distintive ispirano il nostro agire per garantire alle prossime generazioni un futuro alimentato da energia pulita, accessibile e senza emissioni inquinanti.

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

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

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

# Executive Summary

Il presente documento integrativo del Piano di sviluppo 2023 riporta l'**aggiornamento dell'analisi costi benefici del secondo polo dell'interconnessione HVDC Italia-Montenegro** (nel seguito denominato **MONITA 2**) e fornisce aggiornamenti sull'**utilità dell'intervento** anche in considerazione:

- i) dei **recenti aggiornamenti relativi allo sviluppo** (già realizzato e di quello previsto nei prossimi anni) **della rete di trasmissione e dei mercati nei Balcani**;
- ii) degli **esiti delle analisi contenute nel terzo rapporto di identificazione delle capacità obiettivo**;
- iii) della **possibilità** – una volta valutato positivamente il progetto – **di realizzare il raddoppio dell'interconnessione e di accedere ai fondi pubblici**.

Nei pareri espressi dall'Autorità sugli ultimi piani di sviluppo di Terna (da ultimo nel parere 335/2022 al PdS 2021), il MONITA 2 è stato posto "in valutazione" ovvero senza prevedere alcuna attività realizzativa nell'orizzonte di pianificazione decennale. Tale status è stato motivato dall'Autorità anche in virtù:

- della significativa interazione e dipendenza del secondo polo con lo sviluppo atteso e non ancora completato della rete di trasmissione e dei mercati elettrici in Montenegro, Serbia e Bosnia - Erzegovina;
- dell'analisi costi-benefici effettuata nel 2018 che mostrava benefici complessivi del progetto non sufficienti a coprire i costi del secondo polo;
- delle indicazioni del rapporto capacità obiettivo 2020 che non evidenziava una capacità addizionale con la frontiera con il Montenegro.

Il presente report oltre a riportare gli elementi di novità rispetto alle suddette condizionalità fornisce ulteriori informazioni in merito all'esercizio del primo polo dell'interconnessione utili anche alla valutazione del MONITA 2. I dati sull'utilizzo del primo polo evidenziano, infatti, la piena utilità dell'opera attualmente in esercizio.

Il pieno utilizzo della capacità di trasporto del primo polo dell'interconnessione MONITA nei primi tre anni di esercizio ha dimostrato, infatti, l'effettiva e significativa utilità dell'intervento; importanza accresciuta nelle condizioni di stress del sistema elettrico – determinato dapprima con la pandemia da COVID-19 e successivamente dal contesto di crisi energetica internazionale causata dall'aumento dei prezzi del gas naturale – in cui è risultata evidente la necessità di assicurare la diversificazione e la sicurezza degli approvvigionamenti energetici e sviluppare fonti rinnovabili e alternative al gas naturale.

L'**analisi costi-benefici**, eseguita conformemente alle disposizioni della recente delibera 15/2023 e con l'utilizzo dei dati dei nuovi scenari elaborati congiuntamente con Snam Rete Gas nel documento di descrizione degli scenari 2022, **indica una significativa utilità economica e una priorità della realizzazione del secondo polo** con un **Indice di Utilità per il Sistema (IUS)** base/totale pari a **4,9/6,3 e 1,3/2,6** e **Valore Attualizzato Netto (VAN)** base/totale pari a **1470/1980 mln€** e **120/590 mln€** rispettivamente **nello scenario di policy** e in quello **inerziale**.

I risultati dell'analisi costi benefici sono coerenti e confermano le indicazioni contenute nel terzo schema di rapporto delle capacità obiettivo, basato sui medesimi scenari energetici, che individua la **necessità di sviluppare ulteriormente la capacità di trasporto** con la frontiera montenegrina per **almeno 600 MW al 2030**.

A tali nuovi elementi si aggiungono le recenti notizie in merito allo sviluppo della rete dei Balcani, con il completamento di alcune tratte e l'ottenimento di grants per la realizzazione delle tratte ancora da realizzare (per quest'ultime il completamento è previsto nel biennio 2026-2027) dell'intervento relativo al Trans-Balkan Corridor, la cui realizzazione è condizione necessaria per il pieno sfruttamento della capacità di interconnessione del MONITA 2.

Sulla base di quanto sopra riportato, quello che si configura è uno scenario completamente diverso a quello che aveva portato l'Autorità a porre in valutazione il completamento dell'interconnessione e, pertanto, riteniamo che tali nuovi elementi possano determinare una rivalutazione del progetto a conferma della rinnovata strategicità e priorità di realizzazione dell'intervento.

# Indice

<b>1</b>	<b>Breve descrizione dell'intervento</b>	<b>7</b>
	1.1 Stato autorizzativo dell'intervento	8
	1.2 Rimodulazione intervento in due fasi	9
	1.3 Stato realizzativo dell'intervento	10
	1.4 Evidenze e considerazioni derivanti dall'esercizio del primo polo	12
<b>2</b>	<b>Evoluzione del contesto di riferimento</b>	<b>17</b>
	2.1 Evoluzione della rete di trasmissione nei Balcani	18
	2.2 Sviluppo dei mercati elettrici	21
	2.3 Evoluzione scenari riferimento	22
	2.4 Identificazione delle capacità obiettivo sulle frontiere	24

<b>3</b>	<b>Studi di rete</b>	<b>27</b>
<b>4</b>	<b>Analisi Costi – Benefici dell'intervento</b>	<b>31</b>
	4.1 Ipotesi alla base dell'analisi costi-benefici	32
	4.2 Sintesi dei benefici	34
	4.3 Stima dei costi	35
	4.4 Indicatori economici IUS e VAN	35









# 1

Breve descrizione  
dell'intervento

# Breve descrizione dell'intervento



Il progetto di interconnessione tra l'Italia e il Montenegro, supportato dal governo italiano e montenegrino, è stato inserito per la prima volta nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale del 2009 con l'obiettivo di sviluppare maggiormente le interconnessioni con l'area dei Balcani al fine di diversificare gli approvvigionamenti energetici, rafforzare l'affidabilità, l'efficienza, la sicurezza, la sostenibilità ambientale e la resilienza delle reti elettriche delle due sponde adriatiche e ridurre fenomeni di *curtailment* della produzione da fonti rinnovabili.

L'interconnessione Italia-Montenegro, pianificata anche in esito ai due accordi intergovernativi firmati tra Montenegro e Italia nel 2007 e nel 2010, è stata inserita tra i Progetti di Interesse Comune dalla Commissione Europea, a partire dal 2013, dopo un processo di valutazione europea che ha interessato la Commissione Europea, Regolatori Europei, Ministeri e Gestori di rete.

Il progetto nel suo complesso prevede la realizzazione di due cavi sottomarini in corrente continua, con potenza nominale complessiva di 1200 MW (600 MW per ciascun cavo) e di due stazioni di conversione (realizzate con convertitori a tecnologia a corrente impressa) di cui una localizzata in territorio italiano presso la stazione di Villanova (Cepagatti) e l'altra, sita in Montenegro, presso Lastva (Kotor).

## 1.1 Stato autorizzativo dell'intervento

Per la **parte di competenza italiana**, in data 28 luglio 2011, è stato emanato il decreto alla costruzione e all'esercizio (numero 239/EL-189/148/2011), in particolare per:

- una stazione elettrica di conversione alternata/continua localizzata su due aree adiacenti in prossimità della esistente stazione elettrica a AAT/AT di «Villanova», nel Comune di Cepagatti, in Provincia di Pescara;
- un ampliamento della sezione elettrica a 380 kV realizzato in esecuzione blindata e collocato all'interno del perimetro della attuale stazione elettrica di «Villanova»;
- quattro raccordi in cavo interrato a 380 kV in corrente alternata per il collegamento elettrico della stazione elettrica di conversione alla stazione elettrica di «Villanova»;
- due linee di polo in cavo a  $\pm 500$  kV in corrente continua realizzate parte in cavo terrestre e parte in cavo marino in acque territoriali italiane;
- una linea in cavo di media tensione di collegamento all'elettrodo, lato Italia, per il ritorno della corrente continua nel caso di funzionamento di un solo polo, costituita da un tratto composto da due cavi terrestri e da un tratto composto da due cavi sottomarini con isolamento estruso, dal giunto terra-mare all'elettrodo posizionato a mare.

Relativamente alla parte ricadente in territorio montenegrino, sono stati ottenuti i permessi per la realizzazione della stazione e dei cavi (marini e terrestri) rispettivamente in data 11 gennaio 2017 e 1° agosto 2016.

Con decreto n. 239/EL-189/148/2011-PR2 del 19 gennaio 2021, è stata disposta la proroga di ulteriori 5 anni del termine di efficacia della pubblica utilità e del termine di ultimazione dei lavori per la realizzazione del tratto ricadente in territorio italiano del collegamento ed opere accessorie, prevista con decreto n. 239/EL-189/148/2011-PR del 28 luglio 2011.

## 1.2 Rimodulazione intervento in due fasi

A partire dal PdS 2017 la realizzazione dell'intervento è stata ripianificata, prevedendo l'entrata in esercizio di un primo polo (da 600 MW) entro il 2019 e l'entrata in esercizio del secondo polo (600 MW) entro il 2026 (quest'ultima data condizionata dalle tempistiche relative allo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione – in particolare i rinforzi interni in Montenegro e le interconnessioni tra Montenegro, Serbia e Bosnia, previsti al 2026/2027 – e dei mercati elettrici nei Balcani).

A tal fine, nel 2018 è stato rinegoziato il PCA (*Project coordination agreement*) con le controparti montenegrine con il recepimento della pianificazione del progetto in due fasi (primo polo al 2019 e secondo polo al 2026), previa definizione di un nuovo PCA.

Per quanto riguarda l'allocazione della capacità di trasporto relativa al primo polo (600 MW complessivi):

- 200 MW sono stati assegnati alla società Monita Interconnector S.r.l. in esenzione dalla disciplina sull'accesso dei terzi<sup>1</sup>;
- i rimanenti 400 MW sono, invece, allocati in parti uguali tra Terna e il TSO montenegrino (CGES).

<sup>1</sup> Il Ministero dello Sviluppo economico ha emesso in data 5 settembre 2019 il Decreto di esenzione, a seguito del parere favorevole espresso dall'Autorità con delibera n. 275/2019/I/EEL del 25 giugno 2019.



### 1.3 Stato realizzativo dell'intervento

Il primo polo dell'interconnessione HVDC Italia-Montenegro, con capacità di trasporto di 600 MW, è entrato in esercizio il 28 dicembre 2019. L'opera rappresenta il più lungo collegamento sottomarino in alta tensione mai realizzato da Terna: 423 km di cavo sono posati sotto le acque dell'Adriatico, a una profondità massima di 1.215 metri, a cui si aggiungono 22 km di cavo interrato di cui 16 km in Italia (dall'approdo costiero fino alla stazione di Cepagatti) e 6 km in Montenegro (da Budva alla stazione di Kotor), come da figura di seguito riportata.

FIGURA 1 *Inquadramento opere realizzate*



In particolare, **sono stati realizzati** (sia in territorio italiano che montenegrino):

- un cavo marino di polo posato nell'Adriatico che consente il funzionamento dell'interconnessione per una capacità di transito di 600 MW;
- entrambi i poli delle stazioni di conversione (uno in funzionamento normale e l'altro in "riserva calda", pronto ad entrare in servizio in caso di anomalia o guasto sul polo funzionante);
- i banchi di reattanze e condensatori che costituiscono i filtri lato AC del collegamento;
- gli elettrodi (anodo in Italia e catodo in Montenegro) e i cavi di elettrodo che li collegano alle stazioni di conversione (posati nelle stesse trincee dei cavi terrestri di polo);
- i cavi terrestri di polo<sup>2</sup> dalle stazioni di conversione ai siti dei giunti terra-mare.

<sup>2</sup> Per vincoli riferibili ad autorizzazioni secondarie (che impongono l'unicità della campagna di scavo e posa cavi) e per la minimizzazione dell'impatto dei cantieri sul territorio, i cavi terrestri del II polo sono stati realizzati insieme ai cavi di elettrodo del II polo (con cui tra l'altro condividono la stessa trincea di scavo e posa).



Le suddette opere sono rappresentate nel seguente schema elettrico semplificato.

FIGURA 2 *Schema elettrico semplificato opere esistenti*



Le attività e i lavori previsti per la **realizzazione del secondo polo**, invece, consistono:

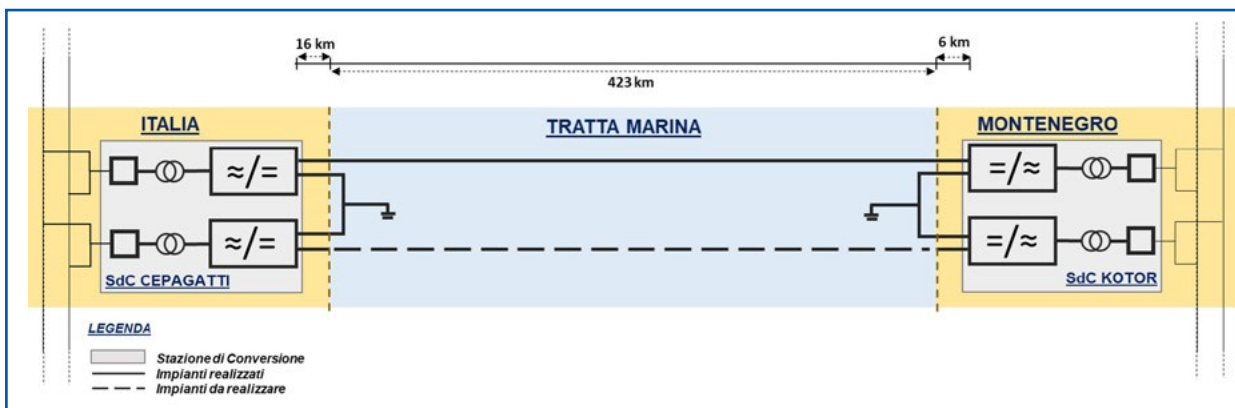
a) per i cavi:

- nell'esecuzione di una eventuale nuova survey marina di dettaglio essendo trascorsi molti anni dall'ultima eseguita nel 2015 soprattutto per la presenza di molteplici ordigni bellici rilevati con la prima survey di dettaglio;
- nell'aggiornamento della servitù su aree del demanio marittimo montenegrino;
- nella fornitura cavo marino e relativi accessori e scorte;
- nella realizzazione delle protezioni del cavo marino;
- nella posa del cavo marino;
- nella realizzazione dei giunti terra-mare in prossimità delle transizioni tra le tratte terrestri e la tratta marina;

b) per le stazioni di conversione:

- nell'inversione dei collegamenti delle valvole del secondo polo;
- nell'aggiornamento del sistema di controllo;
- nel *commissioning* dei due cavi in configurazione bipolare.

FIGURA 3 *Intervento completo con la realizzazione del secondo polo*



## 1.4 Evidenze e considerazioni derivanti dall'esercizio del primo polo

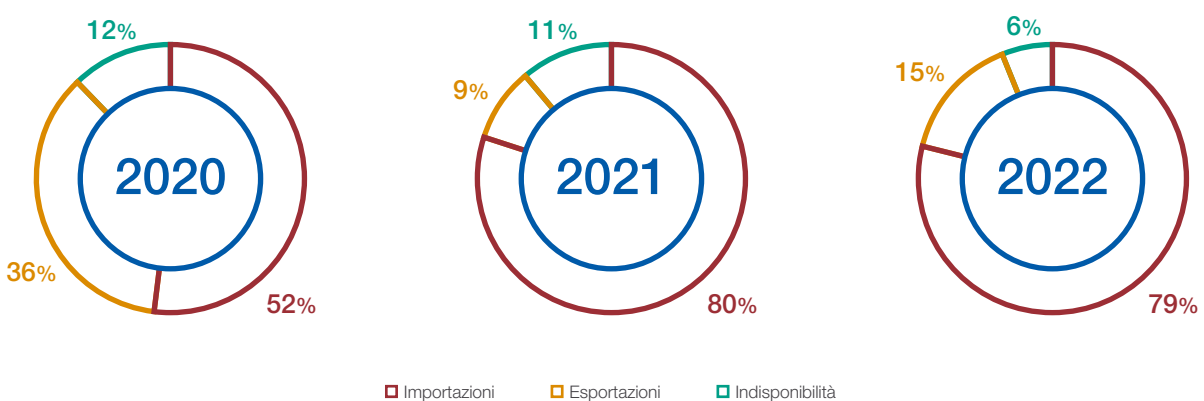
Ai fini di una corretta valutazione dell'interconnessione nel suo complesso si ritiene utile fornire delle prime considerazioni ed evidenze sul funzionamento del primo polo.

Analizzando i primi tre anni di esercizio del collegamento risulta evidente il contributo apportato al sistema elettrico/energetico nazionale (ed europeo nel suo complesso), soprattutto nei recenti momenti di stress dovuti alla pandemia di COVID-19 e alle tensioni riscontrate sui mercati dell'energia derivanti dal forte aumento dei prezzi del gas naturale.

Dall'analisi dei flussi di energia che hanno interessato il collegamento, riportati in *Figura 4* si evidenzia, infatti, che:

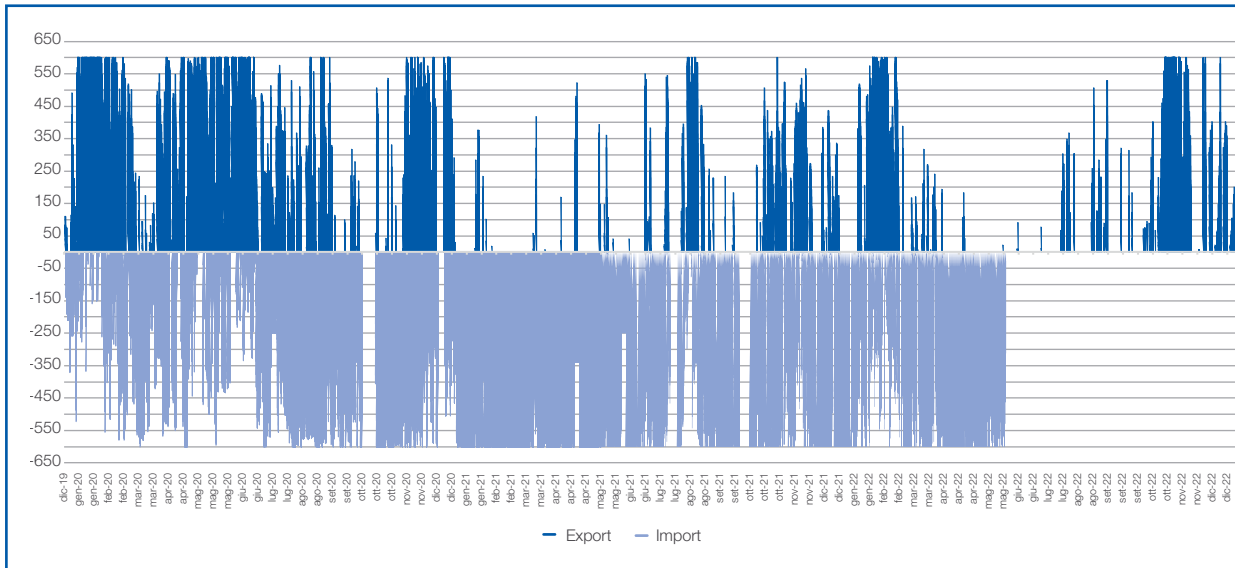
- nel corso del 2020, il collegamento ha funzionato per buona parte delle ore (36%) in esportazione (dall'Italia al Montenegro), consentendo anche nei periodi di basso carico - causati dal lock-down generalizzato per far fronte all'emergenza sanitaria per il COVID-19 - una riduzione del curtailment della produzione da FER e una corrispondente riduzione di movimentazione su MSD;
- nel 2021 e 2022, invece, il funzionamento è stato prevalentemente in importazione (rispettivamente per l'80% e l'79% delle ore), permettendo, anche in un periodo di stress dei mercati dell'energia, dovuto all'aumento dei prezzi del gas (in maniera particolare nel corso del 2022), l'approvvigionamento di energia a minor costo e, conseguentemente, un minor consumo di gas destinato alla produzione di energia elettrica.

FIGURA 4 *Flussi fisici in importazione ed esportazione del primo polo tra il 2020 e il 2022*



Con riferimento ai programmi di scambio commerciali, come si evince dall'immagine sottostante, il collegamento risulta pienamente utilizzato con scambi programmati fino alla sua capacità massima di 600 MW principalmente in importazione. Si evidenzia una inversione di tendenza (esportazione verso il Montenegro) nei periodi di gennaio, febbraio e novembre, laddove un probabile scarso apporto idrico nell'area Balcanica, dovuto alle basse temperature, unito a un aumento dei prezzi ETS hanno fatto invertire il differenziale di prezzo tra Italia e Montenegro, che si caratterizza per una produzione in gran parte coperta da fonte idrica e tradizionale (fonte IEA).

FIGURA 5 *Programmi di scambio commerciale 2020-2022*

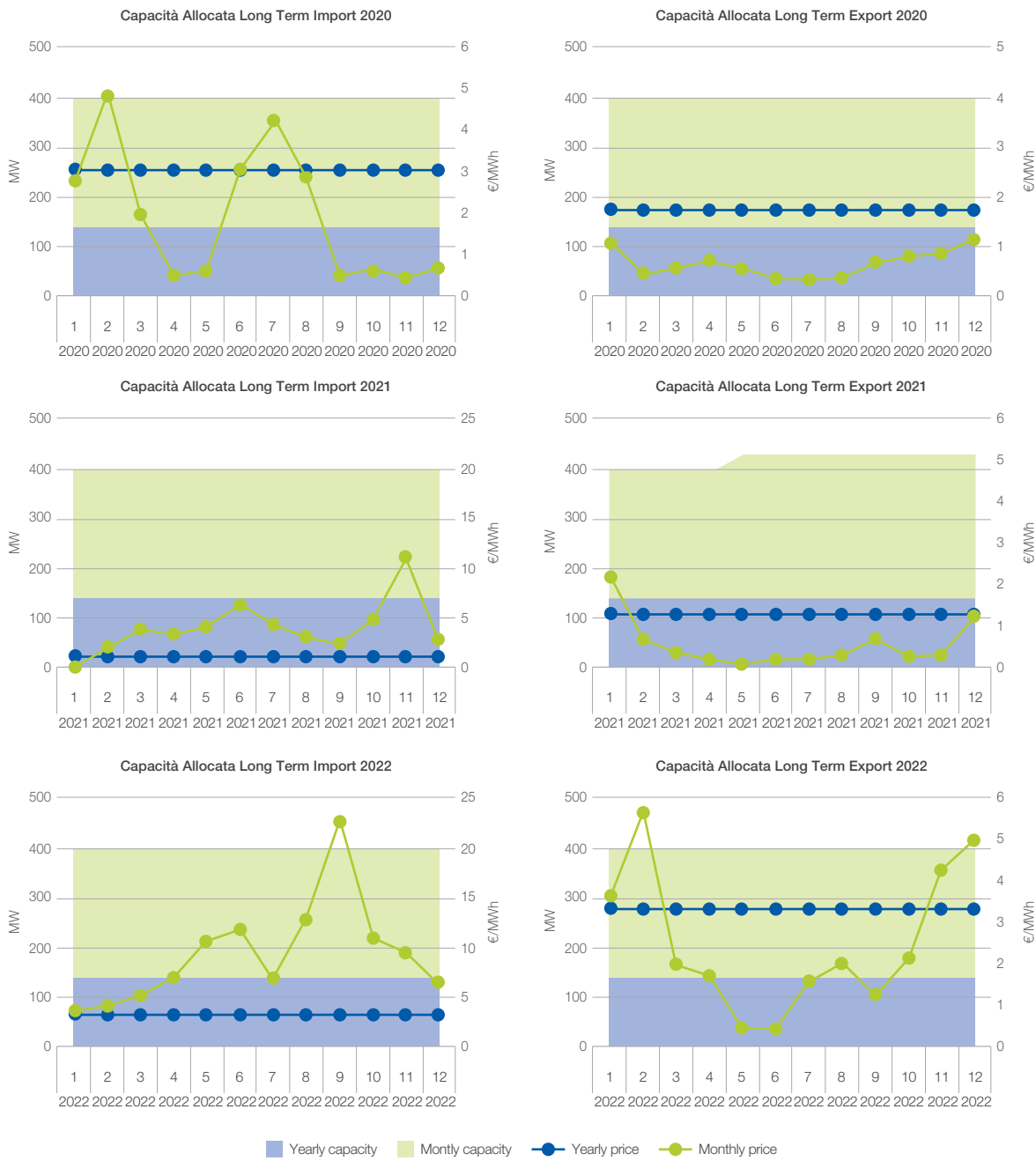


Inoltre, da un confronto con i programmi di scambio relativi alle interconnessioni alla frontiera nord dell'Italia, da cui si registrano i maggiori valori di importazione, si nota come il cavo con il Montenegro venga utilizzato alla stessa stregua dei collegamenti con la Francia (nel 2021 circa il 82% della NTC utilizzata in import e il 13% in export; nel 2022 circa il 79% della NTC utilizzata in import ed il 16% in export) e con la Svizzera (nel 2021 circa il 83% della NTC utilizzata in import e il 9% in export; nel 2022 circa il 78% della NTC utilizzata in import ed il 14% in export).

La capacità del cavo viene allocata attraverso aste esplicite sulla base di prodotti annuali, mensili e giornalieri. Tra il 2020 e il 2022, sulla base degli esiti delle aste mensili e annuali<sup>3</sup> sia per la direzione in import che in export, si evince come la capacità offerta ai mercati (quota parte dei 600 MW disponibili) risulta pressoché saturata con richieste ben superiori al quantitativo offerto.

<sup>3</sup> Consultabili sul sito di [SEE CAO](#) (l'operatore che gestisce le aste di capacità del cavo con il Montenegro).

FIGURA 6 Capacità allocata e Prezzi 2020-2022 (import ed export)

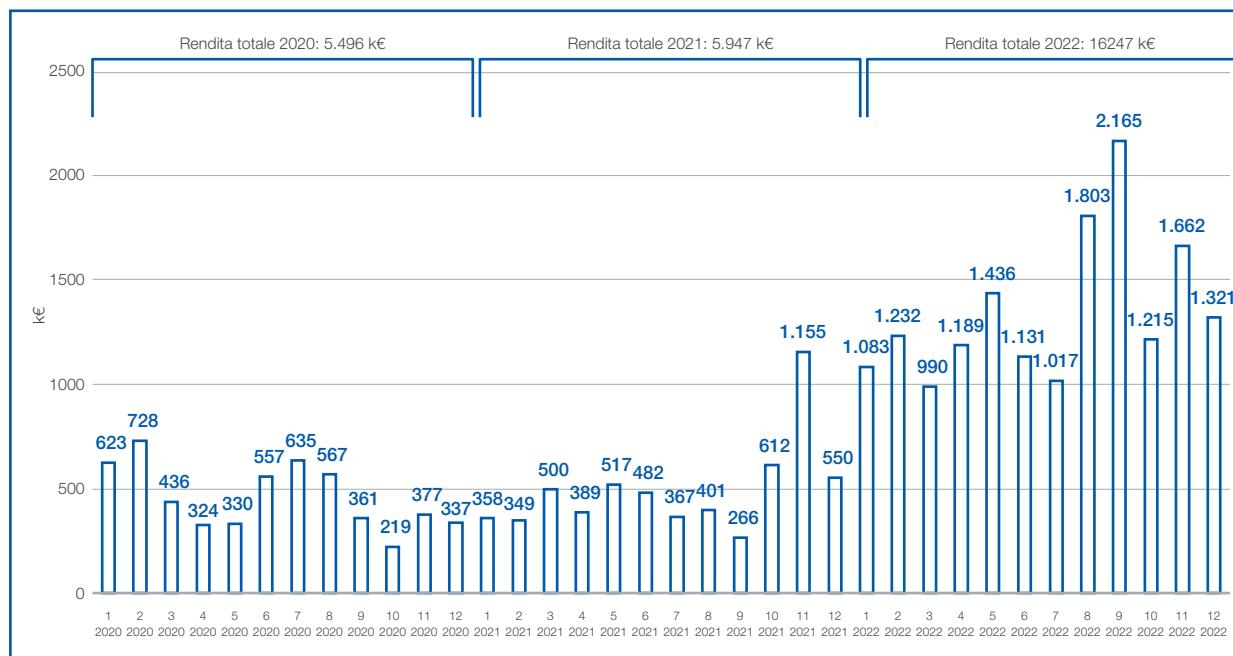


Relativamente alla capacità allocata di competenza dei due TSO (400 MW), le rendite da congestione hanno visto nel corso del periodo in esame un aumento costante passando da circa 11 mln€ nel 2020 a circa 32,5 mln€ nel 2022.



Nel seguito si riporta il dettaglio delle rendite da congestione attribuite a Terna su base mensile per ogni anno di interesse.

**FIGURA 7 Andamento rendite da congestione mensili per gli anni 2020-2022 di competenza Terna (200 MW)**



L'incremento delle rendite è da legare all'aumento del differenziale di prezzo tra i due paesi (in valore assoluto). I valori massimi di *market spread* nel 2020 e 2021 tra il prezzo della zona CSUD (di cui fa parte Cepagatti) e il prezzo di riferimento in Montenegro<sup>4</sup> sono stati rispettivamente pari a 97€ e 163€, mentre per il 2022 si sono registrati valori di *market spread* tra le due zone fino a 332€.

Infine, l'entrata in esercizio del primo polo ha permesso l'autorizzazione alla dismissione della centrale a carbone, sita nel territorio comunale di Gualdo Cattaneo, richiesta a più riprese da Enel al Ministero per lo sviluppo economico, che ha poi richiesto un parere in merito a Terna. Terna con comunicazione del 02/10/2018 (TERNA/P2018 0019063) ha espresso parere favorevole alla dismissione di predetto impianto evidenziando che l'entrata in esercizio dell'interconnessione con il Montenegro avrebbe bilanciato – in termini di contributo all'adeguatezza del sistema elettrico – la dismissione di capacità dell'impianto. Pertanto, è stato possibile autorizzare la dismissione della centrale a carbone di Gualdo Cattaneo che è fuori servizio dal 1° gennaio 2020.

<sup>4</sup> Non essendo ancora attivo il mercato *day-ahead* nel Montenegro, il prezzo di riferimento è dato dagli esiti del mercato del giorno prima della Serbia.









# 2

Evoluzione del contesto  
di riferimento



# Evoluzione del contesto di riferimento

# 2

## 2.1 Evoluzione della rete di trasmissione nei Balcani

Negli ultimi anni sono stati pianificati e sono in corso di realizzazione importanti sviluppi sulla rete dei Balcani volti ad incrementare la capacità di trasmissione contribuendo così al processo di integrazione dei mercati e ad una maggiore adeguatezza dei sistemi elettrici.

Tra questi, uno dei principali interventi che coinvolge la rete montenegrina, oltre al completamento del secondo polo del MONITA, è rappresentato dal *Trans-Balkan Corridor*, la cui realizzazione è condizione necessaria per il pieno sfruttamento della capacità di interconnessione del MONITA 2 (evidenza confermata dagli ultimi studi condotti da Terna e CGES; rif. sezione 3 – Studi di Rete)

Tale progetto, che vede sia il potenziamento di reti esistenti sia la costruzione di nuove interconnessioni, permetterà di aumentare la capacità di trasmissione all'interno del territorio serbo e tra i confini tra Serbia e Montenegro e Bosnia-Erzegovina facilitando lo scambio energetico tra il nord-est e sud-ovest dell'Europa.

Per la sua rilevanza, il corridoio transbalcanico è stato inserito tra gli investimenti principali del “Piano economico e di investimento per i Balcani Occidentali<sup>5</sup>” previsto dall'Unione Europea dal momento che la sua realizzazione contribuisce al raggiungimento dell'obiettivo legato alla transizione energetica (*Flagship 5- Transition from coal*). Questo ha consentito al progetto di accedere a fonti di finanziamento sia in forma di prestiti a condizioni agevolate che di *grants*, di cui l'ultimo stanziato a gennaio 2023.

In sinergia con il corridoio transbalcanico, è previsto inoltre il progetto denominato *Central-Balkan Corridor* che, correndo trasversalmente (da nord-ovest a sud-est) al *Trans-Balkan Corridor*, consentirà di incrementare la capacità di trasporto tra la Bulgaria, la Serbia e la Bosnia-Erzegovina con conseguenti benefici anche per il Montenegro e (indirettamente) per l'Italia che, grazie all'interconnessione tra Italia-Montenegro, avrà l'opportunità di aumentare i flussi di energia scambiati con il mercato energetico dei Balcani orientali.

Si segnala, inoltre, che la finalizzazione del corridoio transbalcanico (in particolare la sezione che unisce Serbia-Bosnia-Erzegovina e Montenegro) è diventata ancora più importante essendo prevista nel breve termine la realizzazione di una nuova centrale idroelettrica ad accumulo di Bistrica (capacità installata 700 MW) in Serbia, dichiarata dal governo serbo progetto di interesse nazionale insieme all'impianto di pompaggio il Djerdap 3 (anch'esso di recente pianificazione)<sup>6</sup>.

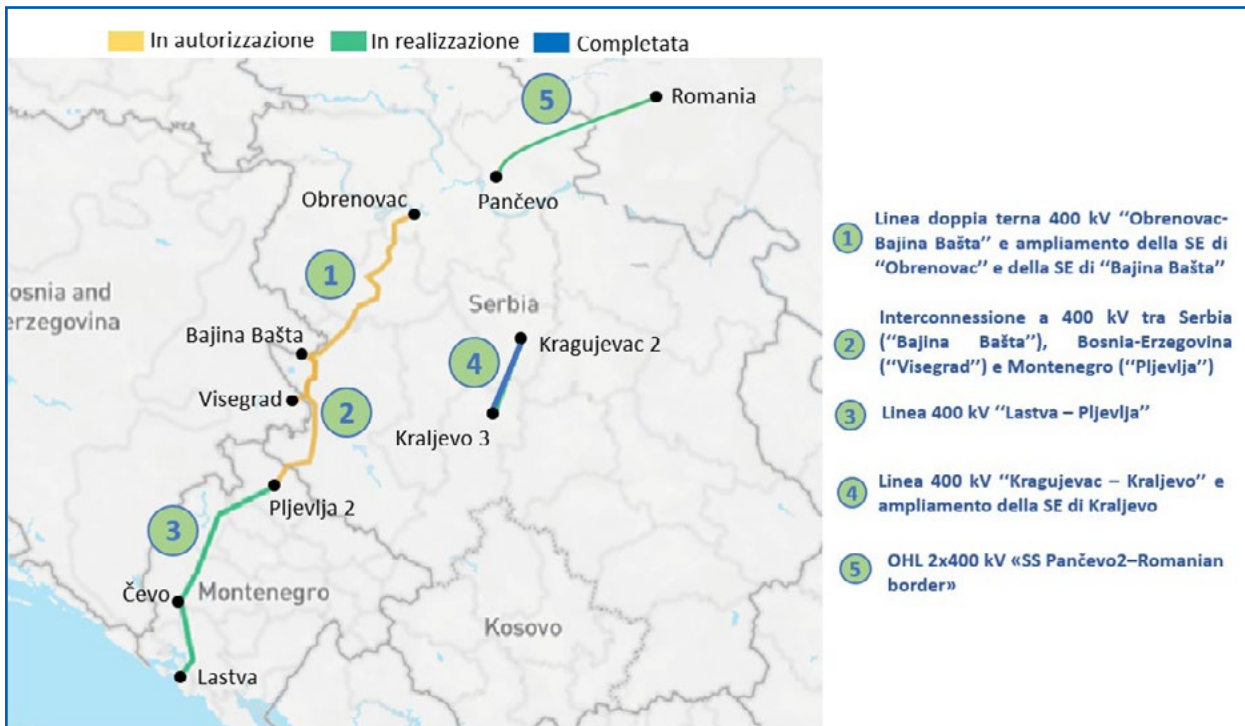
<sup>5</sup> Il programma “*Economic and Investment Plan for the Western Balkans*” tramite lo stanziamento di fondi si pone come obiettivo di stimolare la ripresa a lungo termine della regione, sostenere la transizione verde e digitale e promuovere l'integrazione regionale e la convergenza con l'Unione europea.

<sup>6</sup> La necessità di nuovi impianti di pompaggio deriva dall'esigenza della Serbia di mettere a disposizione nuova capacità per finalità di bilanciamento e stoccaggio derivante della crescente produzione da fonti rinnovabili non programmabili e per rispondere agli shock dell'offerta causati dalla diminuzione della produzione di carbone e di elettricità da fonti tradizionali che ha reso inevitabile il ricorso alle importazioni con prezzi molto alti data la crisi energetica.



Nello specifico, il progetto Trans-Balkan Corridor si estende dalla Serbia centrale (stazione Kragujevac 2 e stazione Kraljevo 3) e occidentale (stazione Obrenovac e stazione Bajina Basta) fino alla stazione Visegrad in Bosnia-Erzegovina e alla stazione Lastva (attraverso la SS Pljevlja 2) in Montenegro. Le principali opere di sviluppo sono rappresentate nella figura seguente:

FIGURA 8 *Principali opere di sviluppo costituenti il Trans-Balkan Corridor*



Di seguito si riporta un avanzamento delle opere che costituiscono il *Trans-Balkan Corridor*:

**1. Elettrodotto 2x400 kV Bajina Basta - Obrenovac e potenziamento della stazione Bajina Basta a 400kV:**

- oggetto di finanziamenti sia da parte della KfW che dall'Unione Europea tramite il programma Western Balkans Investment Framework;
- ottenuti i permessi per la costruzione con la firma degli accordi per i servizi di consulenza a novembre 2022;
- l'inizio dei lavori è atteso per il 2024 mentre il termine al 2026 (rispetto alla data del 2025 prevista nel TYNDP 2022) da quanto specificato dal gestore della rete serbo.

**2. Interconnessione Serbia-Bosnia ed Erzegovina - Montenegro 400 kV Bajina Basta (RS) - Visegrad (BA) - Pljevlja (ME):**

- Tratto in territorio serbo:
  - il 23 gennaio 2023, il governo serbo, la KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau) e il gestore della rete elettrica EMS hanno firmato un ulteriore accordo per lo stanziamento di fondi investimento necessari all'implementazione del progetto;
  - sono stati ottenuti i permessi per la costruzione nel 2022;
  - l'avvio dei lavori è previsto per l'inizio del 2025 - dopo l'avvio della costruzione della sezione che collega Obrenovac a Bajina Bašta - e il completamento è previsto per il 2027<sup>7</sup>.
- Tratto in territorio bosniaco:
  - il finanziamento del progetto è previsto con fondi propri del TSO;
  - l'avvio dei lavori è previsto entro il 2023 e l'entrata in esercizio al 2026 (come riportato dal NOSBiH<sup>8</sup>);
- Tratto in territorio montenegrino:
  - è stato predisposto il disegno preliminare;
  - la fine dei lavori è prevista per il 2026 (come riportato da CGES);

**3. Elettrodotto 400 kV Lastva – Pljevlja (ME):** completato per circa l'80% è previsto al 2023;

**4. Elettrodotto 400 kV SS Kragujevac 2 – SS Kraljevo 3 (Serbia) e potenziamento della stazione di Kraljevo 3 a 400 kV (Serbia):** entrati in esercizio nel 2022;

**5. Elettrodotti 2x400 kV Serbia-Romania:** la parte serba è entrata in esercizio a fine 2017 mentre lato Romania si attende la conclusione del progetto entro la fine del 2025 (con l'implementazione di una soluzione transitoria a fine 2023).

In conclusione, in considerazione degli avanzamenti nell'implementazione delle varie tratte del *Trans-Balkan Corridor*, dello stanziamento di ulteriori fondi necessari al suo completamento e dell'accresciuta strategicità dell'opera per l'abilitazione di nuova capacità di generazione in Serbia, si prevede il completamento del corridoio entro il 2027.

<sup>7</sup> Fonte sito WBIF.

<sup>8</sup> Come da evidenze fornite dai TSO nel "Workshop on the electricity interconnection projects in the Contracting Parties" dell'energy community.

## 2.2 Sviluppo dei mercati elettrici

A partire dal lancio dell'iniziativa *Western Balkans 6* (WB6) che, tra i numerosi obiettivi, prevede di favorire l'integrazione dei mercati nei sei paesi dei Balcani occidentali (Albania, Bosnia-Erzegovina, Macedonia del Nord, Kosovo, Montenegro e Serbia) e con l'Unione Europea, sono stati fatti molti passi in avanti nella creazione delle condizioni per lo sviluppo dei mercati elettrici e l'implementazione del market coupling.

Tra questi, un importante traguardo è stato raggiunto con la decisione del Consiglio Ministeriale dell'Energy Community, nel dicembre 2022, di acquisire e trasporre la normativa europea in materia di mercato elettrico, tra cui il Regolamento (UE) 2015/1222 (Reg. CACM) fondamentale per l'avvio del *coupling*, e il recente avvio dei mercati *day-ahead* in Albania e in Montenegro.

Nel corso degli anni, il processo di integrazione è stato fortemente supportato e facilitato dalla costituzione e l'avvio di iniziative e tavoli di lavoro che hanno visto il coinvolgimento sia delle Autorità di regolazione (tra cui ARERA) che dei TSO (tra cui Terna) e le Borse.

Nello specifico, importanti risultati sono stati raggiunti con il progetto *Know Exchange Programme* (KEP) "*Central European Initiative* (CEI) – *Support for strengthening energy regulatory authorities in the Western Balkans*", promosso dall'Arera con il coinvolgimento anche di Terna, le cui attività si sono focalizzate nel rafforzare le competenze delle Autorità nazionali di regolamentazione dei Paesi beneficiari (inizialmente Albania, Bulgaria, Macedonia del Nord, Montenegro e Serbia, successivamente anche Bosnia-Erzegovina, Grecia e Kosovo) nel gestire il processo di market coupling tra i relativi mercati elettrici nazionali - in primo luogo con quello italiano - seguendo le best practices dell'Unione europea. Il progetto si è chiuso nel 2021 con l'annuncio della creazione della *Balkan Energy School* - BES, che vede sempre il coinvolgimento dei regolatori dell'area dei Balcani occidentali oltre che l'Arera; la prima Assemblea Generale si è tenuta il 31 marzo 2023 con la presentazione e approvazione del piano delle attività per il 2023. Il progetto implementato nell'ambito delle attività della BES si focalizzerà, in particolare, sull'evoluzione del mercato elettrico albanese a seguito dell'entrata in funzione della borsa elettrica ALPEX.

In aggiunta al programma KEP, nel 2017 è stato costituito un gruppo di lavoro tecnico tra i rappresentanti delle autorità di regolazione, dei gestori di rete e dei gestori di mercato di Albania, Italia, Montenegro e Serbia (cosiddetto gruppo AIMS), con il compito di valutare tutti gli aspetti finalizzati all'attuazione dell'iniziativa di market coupling tra i mercati elettrici dei rispettivi Paesi e predisporre un piano di implementazione per l'effettivo avvio del coupling.

Di seguito si riporta una *overview* dello stato di avanzamento dei mercati per Serbia, Montenegro e Albania:

- a) **Serbia:** il mercato del *day-ahead*, gestito da SEPEX, è attivo da febbraio 2016, è stato annunciato il lancio del mercato intraday entro la fine di giugno 2023;
- b) **Albania:** istituita nel 2020, la borsa elettrica ALPEX ha avviato l'11 aprile 2023 il mercato *day-ahead* relativamente alle zone di mercato interne all'Albania<sup>9</sup>;
- c) **Montenegro:** nel 2017 è stata istituita la borsa elettrica (MEPX); più volte posticipato, il 26 aprile 2023 è stato avviato il mercato *day-ahead* (come da comunicato presente sul sito MEPX<sup>10</sup>).

<sup>9</sup> Maggiori informazioni sul [sito di ALPEX](#).

<sup>10</sup> Dettaglio al seguente [link](#).

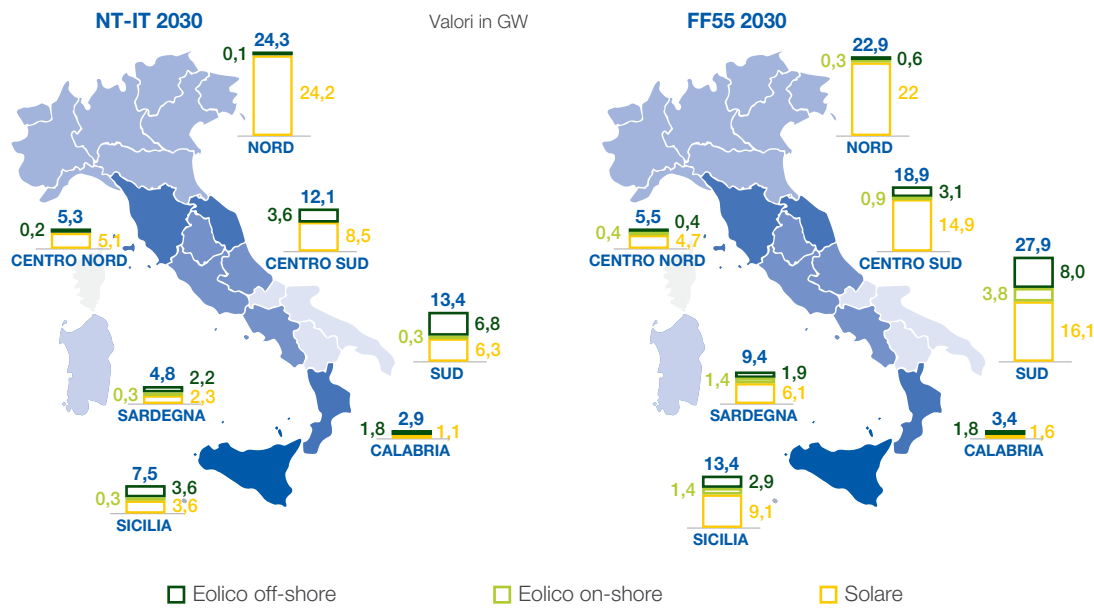
## 2.3 Evoluzione scenari riferimento

L'ultima analisi costi-benefici dell'intervento è stata presentata nel Piano di Sviluppo 2021 ed elaborata sulla base dello scenario di *policy National Trend Italia* (al 2030 e al 2040) e dello scenario contrastante *Business As Usual* (anch'esso al 2030 e al 2040). Tali scenari sono molto diversi, in termini di capacità installata da fonti rinnovabili e relativa distribuzione territoriale, rispetto agli scenari di *policy FitFor55* (al 2030), *Distributed Energy* (al 2040) e allo scenario contrastante *Late Transition* (al 2030 e al 2040) utilizzati ai fini del PdS 2023 e dell'aggiornamento dell'analisi costi-benefici del MONITA 2, oggetto del presente documento.

Per quanto riguarda l'Italia, il confronto tra gli scenari impiegati per le analisi del Piano di Sviluppo 2021 e del Piano di Sviluppo 2023 mostra un notevole aumento della capacità installata da fonti rinnovabili prevista sia al 2030 che al 2040, sia nello scenario di *policy* che in quello contrastante.

Prendendo, ad esempio, a riferimento i due scenari di *policy* (*National Trend Italia* e *FitFor55*) al 2030 – illustrati nella figura successiva – si evidenzia un consistente aumento dell'installato totale FER (ca + 31 GW), concentrato maggiormente nelle zone di mercato Sud, Sicilia e Sardegna in coerenza con l'andamento delle richieste di connessione pervenute a Terna<sup>11</sup>.

**FIGURA 9** Confronto sulla capacità installata (in GW) degli impianti FER tra gli scenari di *policy* al 2030: a sinistra lo scenario *National Trend Italia* (utilizzato nel PdS '21) e a destra lo scenario *FitFor55* (utilizzato nel PdS '23)



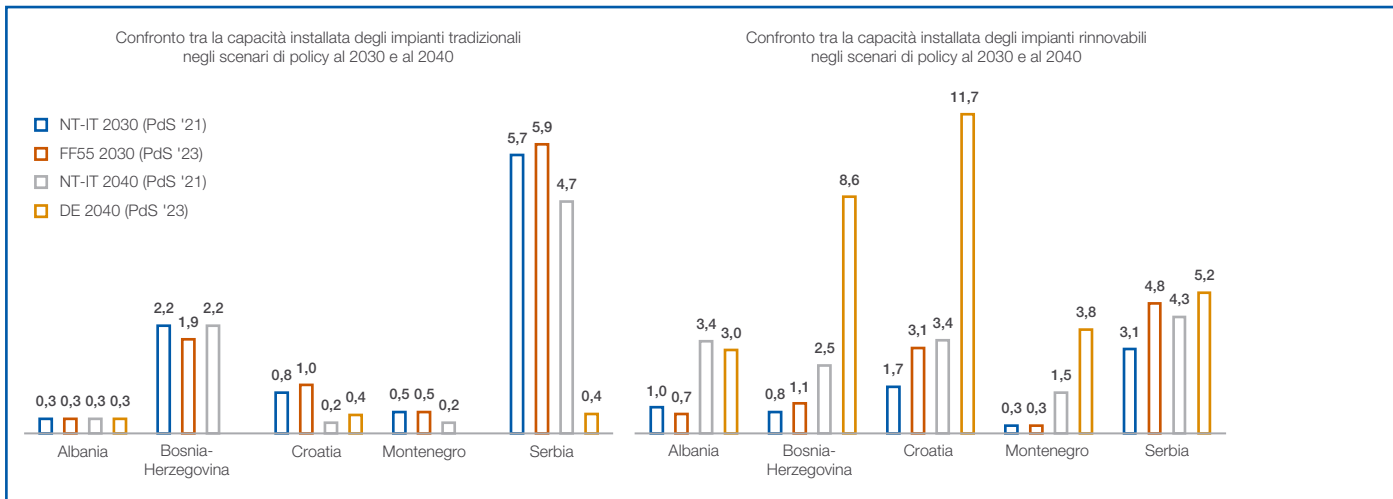
<sup>11</sup> Maggiori dettagli in merito sono disponibili nel Documento di Descrizione degli Scenari 2022, elaborato congiuntamente da Terna e Snam, e nel Fascicolo "Stato del sistema elettrico" del Piano di Sviluppo 2023 di Terna.



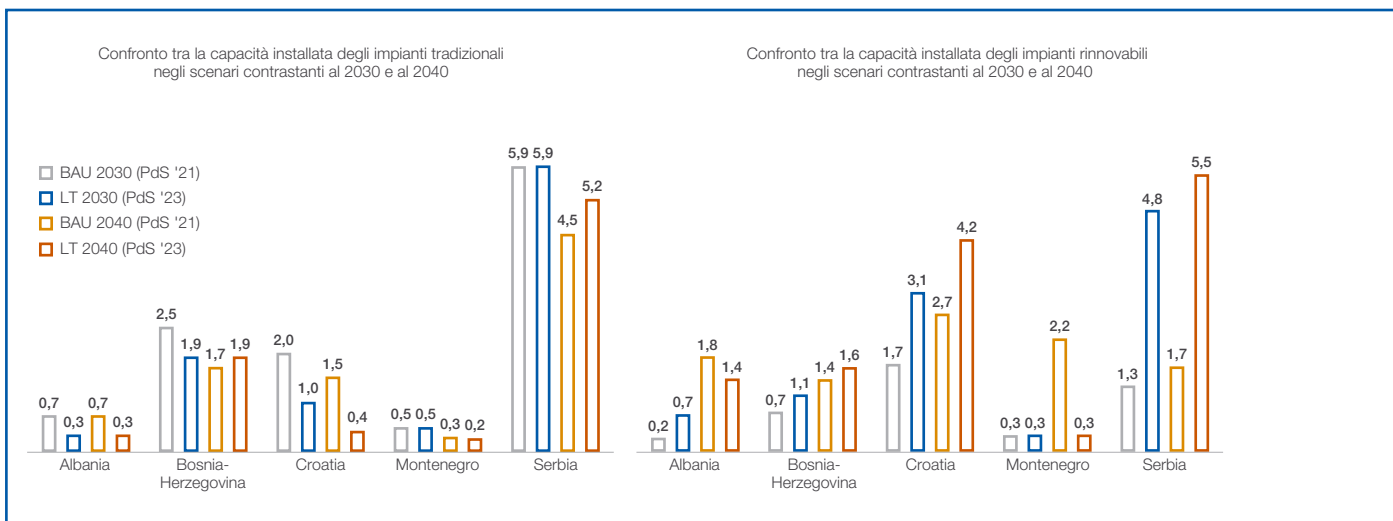
Il trend di incremento della capacità installata da fonti rinnovabili, sopra richiamato per l'Italia, viene confermato anche per i paesi esteri, le cui informazioni di scenario sono le medesime utilizzate per la predisposizione degli scenari energetici europei<sup>12</sup> e direttamente fornite dai TSO esteri ad ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*, l'associazione dei TSO europei).

In particolare, anche nei Balcani (Montenegro, Bosnia-Erzegovina, Serbia, Croazia e Albania) gli scenari di policy (Figura 10) del PdS 2023 prevedono un notevole aumento dell'installato FER (ca + 3 GW al 2030 e ca + 17,5 GW al 2040, rispetto agli scenari di policy utilizzati per il PdS 2021), accompagnato da una conseguente diminuzione degli impianti a fonte tradizionale (con la totale dismissione al 2040 degli impianti a carbone e lignite per una riduzione complessiva del relativo installato atteso di ca 6 GW al 2040 rispetto al vecchio scenario National Trend Italia). Lo stesso trend, seppur meno accentuato, si mantiene anche negli scenari contrastanti al 2030 e al 2040 (Figura 11).

**FIGURA 10 Confronto della capacità installata (sia per impianti tradizionali che rinnovabili) negli scenari di policy utilizzati per la predisposizione dei Piani di Sviluppo 2021 e 2023**



**FIGURA 11 Confronto della capacità installata (sia per impianti tradizionali che rinnovabili) negli scenari contrastanti utilizzati per la predisposizione dei Piani di Sviluppo 2021 e 2023**



<sup>12</sup> Dati di input degli scenari energetici europei "TYNDP 2022 Scenario Report – Version April 2022", disponibili al seguente link.

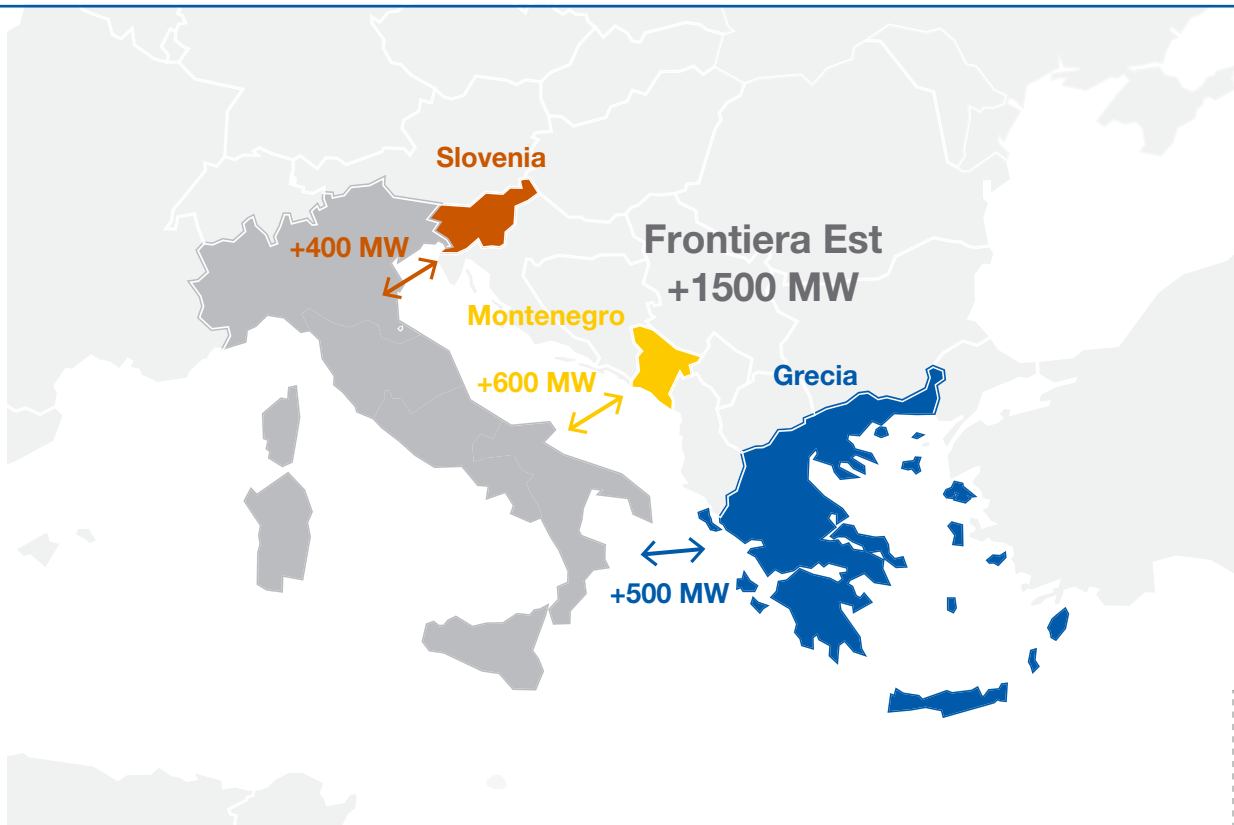
## 2.4 Identificazione delle capacità obiettivo sulle frontiere

Nel nuovo schema di rapporto di identificazione della capacità obiettivo edizione 2023<sup>13</sup> consultato, Terna ha individuato per ciascuna sezione di mercato interna e per ciascun confine con l'estero la capacità di trasporto che è economicamente efficiente realizzare (cd capacità di trasporto obiettivo) al 2030 in esito alle simulazioni effettuate nello scenario di policy *FitFor55* (al 2030) e nello scenario inerziale *Late Transition*<sup>14</sup>.

Sulla frontiera est, che include Slovenia, Montenegro e Grecia si prevede la realizzazione di 1500 MW di capacità aggiuntiva alla capacità esistente.

Con particolare riferimento alla capacità di trasporto da realizzare tra l'Italia ed il Montenegro, il rapporto individua per l'anno 2030 la necessità di sviluppare ulteriori 600 MW di capacità aggiuntiva.

FIGURA 12 *Capacità aggiuntiva Frontiera Est*



<sup>13</sup> <https://www.terna.it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete/preparazione-pds-consultazioni>

<sup>14</sup> Questi ultimi descritti in dettaglio nel documento elaborato congiuntamente da Terna e SNAM e pubblicato il 1 agosto 2022.

Tra l'altro, tale capacità è stata opportunamente individuata evitando di penalizzare il target nazionale di penetrazione rinnovabile che caratterizza gli scenari, al fine di utilizzare prioritariamente a livello nazionale l'energia prodotta da fonti rinnovabili. Pertanto, da quanto sopra, si conferma la necessità di sviluppare ulteriormente la capacità di interconnessione tra Italia e Montenegro esigenza a cui Terna ha fatto seguito con la pianificazione del MONITA 2.











3

Studi di rete

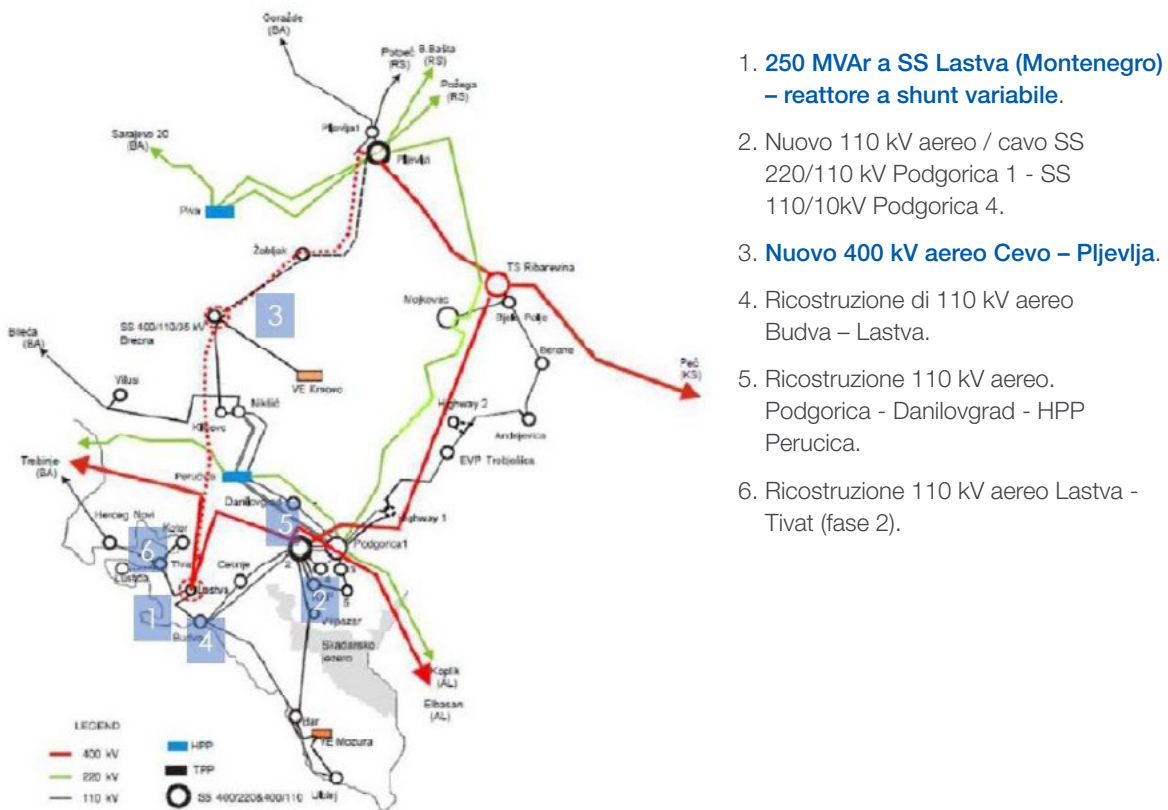


# Studi di rete

# 3

La valutazione dell'impatto del secondo polo dell'interconnessione tra Italia e Montenegro è stata recentemente condotta nell'ambito del *Working Group* tra CGES e Terna con l'obiettivo di verificare sul sistema elettrico montenegrino eventuali limitazioni all'esercizio del secondo polo, anche in assenza delle interconnessioni costituenti il *Trans-Balkan Corridor* tra Montenegro-Serbia-Bosnia. Il perimetro di rete considerato tiene conto degli sviluppi di rete pianificati nel breve termine nelle regioni del sud est europeo ed in particolare, per quanto riguarda la rete montenegrina le opere considerate sono riassunte nell'immagine che segue (in grassetto sono indicate le opere rilevanti per la rete 380 kV montenegrina).

FIGURA 13 *Interventi di rete considerati*



I risultati discussi e condivisi con CGES confermano che il completo sfruttamento del secondo polo e quindi della piena capacità di trasporto tra Italia e Montenegro potrebbe essere limitata in assenza dello sviluppo tra Bosnia, Montenegro e Serbia specialmente nelle condizioni di export verso l'Italia.

I principali punti emersi dalle analisi svolte sono sintetizzati come segue:

- già dai primi studi condotti prima del 2011 e propedeutici agli accordi tra le Parti, al fine di superare eventuali limitazioni all'esercizio dell'HVDC Italia-Montenegro (secondo polo), si è identificata la necessità di sviluppare una nuova interconnessione tra Montenegro e Serbia o Bosnia;
- i recenti studi condotti di concerto tra CGES e Terna confermano che in assenza di tale sviluppo, si possono presentare limitazioni all'utilizzo della piena capacità di trasporto del collegamento bipolare tra Italia e Montenegro;
- viene quindi confermata anche dai più recenti studi la necessità di realizzare una nuova interconnessione tra Montenegro e Serbia o Bosnia per consentire il superamento di eventuali congestioni di rete e per favorire il pieno sfruttamento del Montenegro, nella sua realizzazione completa e dunque bipolare.

Negli ultimi anni la tensione AC nella stazione di conversione di Kotor ha sistematicamente superato il limite massimo della tensione in condizioni normali. La problematica degli **elevati profili di tensione** riguarda non solo il Montenegro, ma anche tutta la rete della *Southeast Europe Region (SEE Region)*. Inoltre, in Montenegro non è opportunamente disciplinato dal quadro regolatorio avviare i gruppi di generazione, o modulare la potenza attiva immessa in rete, al fine di controllare la tensione.

Pertanto, questo fenomeno è stato considerato nel perimetro di studio, tenendo anche conto degli accordi fra Montenegro e paesi confinanti, che prevedono la necessità di una massiva installazione di **dispositivi per il controllo delle tensioni** nelle regioni del sud est europeo. Di seguito si riporta l'elenco dei dispositivi che sono previsti con l'entrata in esercizio entro il 2025:

- 250 MVar nel nodo di Lastva (Montenegro);
- 220 MVar nel nodo di Tuzla (Bosnia ed Erzegovina);
- 120 MVar nel nodo di Mostar (Bosnia ed Erzegovina)
- 100 MVar nel nodo di Vranje (Serbia);
- 150 MVar nel nodo di Ferizaj (Kosovo);
- 150 MVar nel nodo di Dubrovo (Macedonia del Nord);
- 120 MVar nel nodo di Elbasan (Albania);
- Static Var Compensator (SVC) collegato nel nodo 220 kV di Konjsko con capacità di 70 MVar (capacitiva) - 250 MVar (induttiva) per una tensione nominale di 242 kV.

Le analisi di sistema condotte da Terna hanno altresì evidenziato l'opportunità di superare le criticità presenti e future del nodo a 380 kV di Lastva mediante installazione di ulteriori dispositivi di regolazione della tensione e aumento della potenza di corto circuito.









# 4

Analisi Costi – Benefici dell'intervento

# Analisi Costi – Benefici dell'intervento

# 4

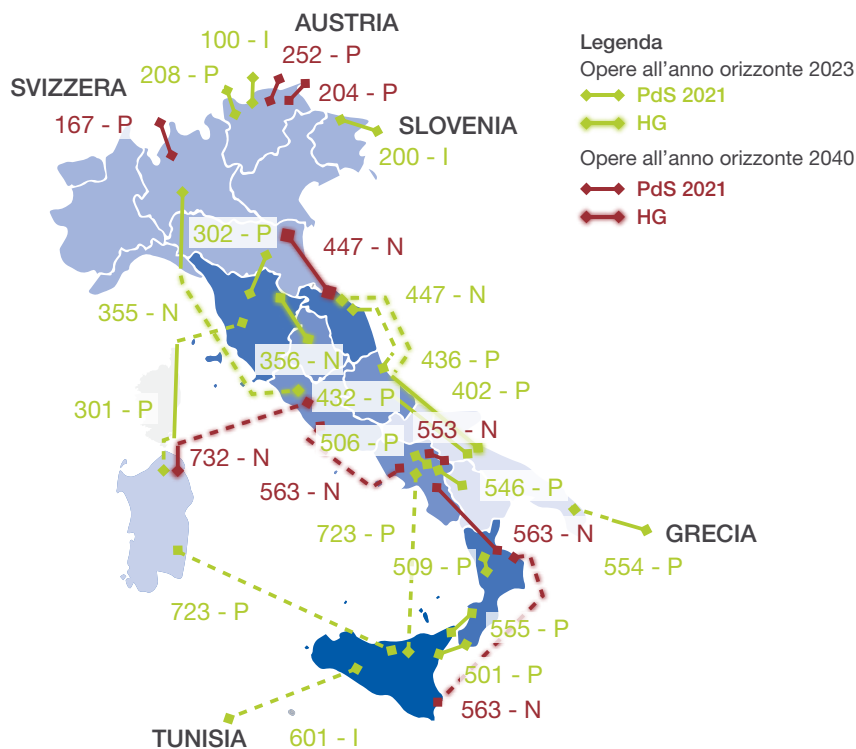
## 4.1 Ipotesi alla base dell'analisi costi-benefici

È stata elaborata un'analisi costi-benefici per il solo secondo polo del collegamento, secondo la metodologia descritta nel documento metodologico allegato al PdS '23.

Le ipotesi alla base delle analisi sono le seguenti:

- a. **Anni studio e scenari di riferimento:** gli anni studio considerati sono il 2030 e il 2040 negli scenari di riferimento del PdS '23. In particolare, sono stati analizzati lo scenario di *policy* (FF55) al 2030 e il *Distributed Energy (DE)* nel 2040 e lo scenario inerziale *Late Transition* sia al 2030 che al 2040.
- b. **Anno di entrata in servizio dell'intervento:** 2027.
- c. **Rete di riferimento utilizzata ai fini dell'analisi:** nella figura sottostante sono indicati gli interventi di sviluppo interzonali e alle frontiere che caratterizzano la rete di riferimento del PdS '23 e dell'analisi oggetto del presente rapporto. I conseguenti limiti di scambio sono dettagliati nel Fascicolo 5 del Piano di Sviluppo 2023.

FIGURA 14 *Mappa degli Interventi di Sviluppo previsionali Interzonali e alla Frontiera*





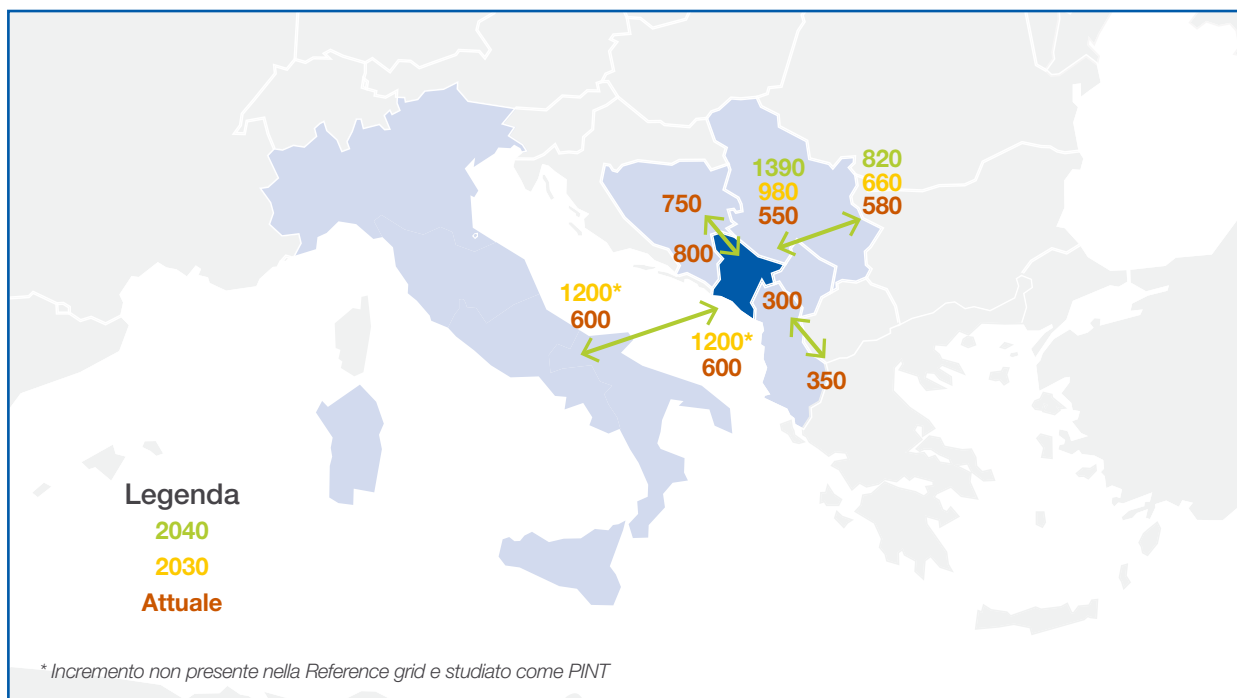
La frontiera Italia-Montenegro è caratterizzata dalla presenza del solo MONITA 1 nella *Reference Grid* e, nei diversi anni orizzonte e scenari, vede i flussi e ore di congestione descritte in *Tabella 1*.

TABELLA 1 *Flussi e Ore di congestione sulla frontiera IT-ME nella Reference Grid*

		2030		2040	
		LT	FF55	LT	DE
Flussi [TWh/y]	Italia < Montenegro	3,4	2,9	2,7	3,3
Ora di congestione [h/y]		3.600	3.100	2.900	3.500
Flussi [TWh/y]	Italia > Montenegro	1	1,4	1,7	1
Ora di congestione [h/y]		1.100	1.700	2.300	800

Nella figura seguente sono sinteticamente riportati i limiti di scambio riferiti all'Area Balcanica con riferimento agli anni orizzonte previsionali oggetto dell'analisi costi-benefici.

FIGURA 15 *Limiti di scambio, fonte TYNDP22*



d. **Metodo per la stima dei benefici:** per la stima dei benefici dell'intervento è stato applicato il PINT partendo dalla rete di riferimento descritta in *Figura 14* che prevede l'inserimento del secondo collegamento sulla frontiera Italia-Montenegro con un limite di transito di 600 MW.

## 4.2 Sintesi dei benefici

Nel presente paragrafo si riporta una sintesi dei benefici dell'intervento, secondo le ipotesi precedentemente descritte per ciascuno scenario utilizzato nel PdS 2023 e nei diversi anni di riferimento (2030-2040).

I singoli benefici (in parentesi la variazione che porta a un beneficio positivo) stimati sono:

- **B1:** variazione (incremento) del socio-economic welfare (SEW) correlato al funzionamento del mercato dell'energia e all'incremento di limiti di transito tra zone della rete rilevante o ai confini;
- **B2:** variazione (riduzione) delle perdite di rete;
- **B5:** maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER);
- **B7:** variazione (riduzione) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento, calcolata mediante simulazioni di tipo nodale, che tengono conto delle valutazioni effettuate ai fini della quantificazione del beneficio B4;
- **B18:** variazione (riduzione) delle esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO<sub>2</sub> ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nel beneficio B1 mediante il prezzo della CO<sub>2</sub> per tenere conto di un eventuale differente valore delle emissioni per la società;
- **B19:** variazione (riduzione) degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO<sub>2</sub> né gas effetto serra quali ad esempio ossidi di zolfo e ossidi di azoto.

TABELLA 2 Sintesi dei benefici per il collegamento MONITA 2

Benefici	2030 LT (M€/Y)	2040 LT (M€/Y)	2030 FF55 (M€/Y)	2040 DE (M€/Y)
<b>B1</b> (SEW)	1,3	28,7	29,2	196,8
<b>B2</b> (var perdite)	-2,9	-6,4	-2,6	-1,3
<b>B5</b> (Int. FER)	1,5	11,6	1,6	3,9
<b>B7</b> (rid. MSD)	10,1	21,05	5	8,9
<b>B18</b> (var. CO <sub>2</sub> )	-1,8	18,4	-1,7	39,6
<b>B19</b> (var. NOX, SOX)	32,9	19,5	22,3	9,8

Il completamento dell'interconnessione con il Montenegro attraverso il progetto MONITA 2 consentirà un incremento complessivo del *social economic welfare* (a tendere nel 2040 saranno prevalenti i benefici per i consumatori rispetto a quelli dei produttori).

Nello scenario di policy FF55 2030, la maggior presenza di FER in Italia (rispetto allo scenario LT 2030) porta ad avere il collegamento esercito in esportazione nelle ore solari (consentendo una maggiore integrazione di FER) e in importazione nelle restanti ore.

Lo Scenario di policy DE 2040 presenta due caratteristiche molto peculiari che influenzano l'utilizzo del MONITA 2:

- una elevata presenza di *overgeneration* non solo in Italia, ma anche in tutta Europa;
- gli impianti a Lignite vengono dismessi e sostituiti con un mix di RES e nuova generazione a gas.

Nello Scenario DE 2040 il prezzo nell'area dei Balcani è stimato mediamente di 20 €/MWh più basso rispetto alla zona Centro-Sud e il MONITA 2 viene esercito prevalentemente in import.

Tale collegamento potrebbe arrivare, secondo le simulazioni effettuate, ad allocare completamente la propria piena capacità per oltre 5000 ore/anno.

Sia nello scenario al 2030 che al 2040, si riscontra minore OG locale in MSD soprattutto nel centro Italia con particolare riferimento alla zona Centro Sud.

Non si rilevano particolari problematiche sulla rete 400 kV e le movimentazioni dei gruppi per risoluzione di congestioni sono minime, ciò comporta una minore necessità di movimentazione in MSD.

Nel lungo termine è prevista una riduzione significativa di emissioni inquinanti (polveri e climalteranti) in quanto il MONITA 2 consente di integrare più produzione da FER e diminuire la produzione termoelettrica. Al 2030 il beneficio B18 (variazione CO<sub>2</sub>) è negativo poiché la generazione da lignite nei Balcani (più economica, ma più inquinante) spiazza una quota del gas italiano.

Rispetto al 2030 il Beneficio B19 (variazione NOX, SOX) è inferiore perché il MONITA 2 porta a una minore diminuzione della produzione termoelettrica al 2040 rispetto al 2030.

### 4.3 Stima dei costi

L'investimento stimato per il secondo polo del collegamento è pari a 424 Mln€<sup>15</sup>. La nuova stima incorpora:

- l'attualizzazione dei costi relativi al cavo in considerazione dei contratti più recenti;
- i fattori di incertezza associati al potenziale aumento delle consistenze marine (per presenza degli ordigni bellici) e alle incertezze relative al mercato;
- i costi delle attività necessarie al *commissioning* delle stazioni di conversione in configurazione bipolare;
- l'aggiornamento dei costi per lo svolgimento della survey marina, le compensazioni, le concessioni e i costi di personale.

Ai fini dell'analisi costi-benefici è stata considerata una stima del valore di costi operativi (O&M) pari a circa 0.2% del valore dell'investimento.

### 4.4 Indicatori economici IUS e VAN

In esito alle analisi di dettaglio condotte, nella tabella seguente vengono riportati gli indicatori indice di utilità del sistema (IUS) e il valore attuale netto (VAN) per l'intervento considerato.

Lo IUS Base / IUS Totale è pari, nello scenario Policy (FF55 / DE), a 4.9 / 6.3; nello scenario Inerziale (LT2030 / LT 2040) lo IUS Base / IUS Totale è pari a 1.3 / 2.6.

SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B18, B19)			
<1 M€ / 424 M€ (OPEX= 0.2 %/anno)	FF55 2030 DE 2040, LT 2030, LT 2040		FF55 2030 DE 2040, LT 2030, LT 2040		FF55 2030 DE 2040, LT 2030, LT 2040		FF55 2030 DE 2040, LT 2030, LT 2040	
	IUS	4,9	IUS	1,3	IUS	6,3	IUS	2,6
	VAN <sub>PDS</sub>	1.470 M€	VAN <sub>PDS</sub>	120 M€	VAN <sub>PDS</sub>	1.980 M€	VAN <sub>PDS</sub>	590 M€

Nell'ipotesi che il progetto acceda allo stanziamento di un contributo di 200 Mln€, i valori di IUS Base / IUS Totale sono pari a 8.4 / 10.6 e VAN Base / Totale pari a 1625 / 2130, nello scenario Policy (FF55 2030/ DE 2040); di IUS Base / IUS Totale pari a 2.2 / 4.4 e VAN Base / Totale di 275 / 740 nello scenario Inerziale (LT2030 / LT 2040).

<sup>15</sup> Al netto 27 Mln€ di investimenti relativi ai cavi terrestri già realizzati.





Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Terna.

[www.terna.it](http://www.terna.it)

Mercurio GP  
Milano

Consulenza strategica  
Concept creativo  
Graphic design  
Impaginazione  
Editing

[www.mercuriogp.eu](http://www.mercuriogp.eu)

