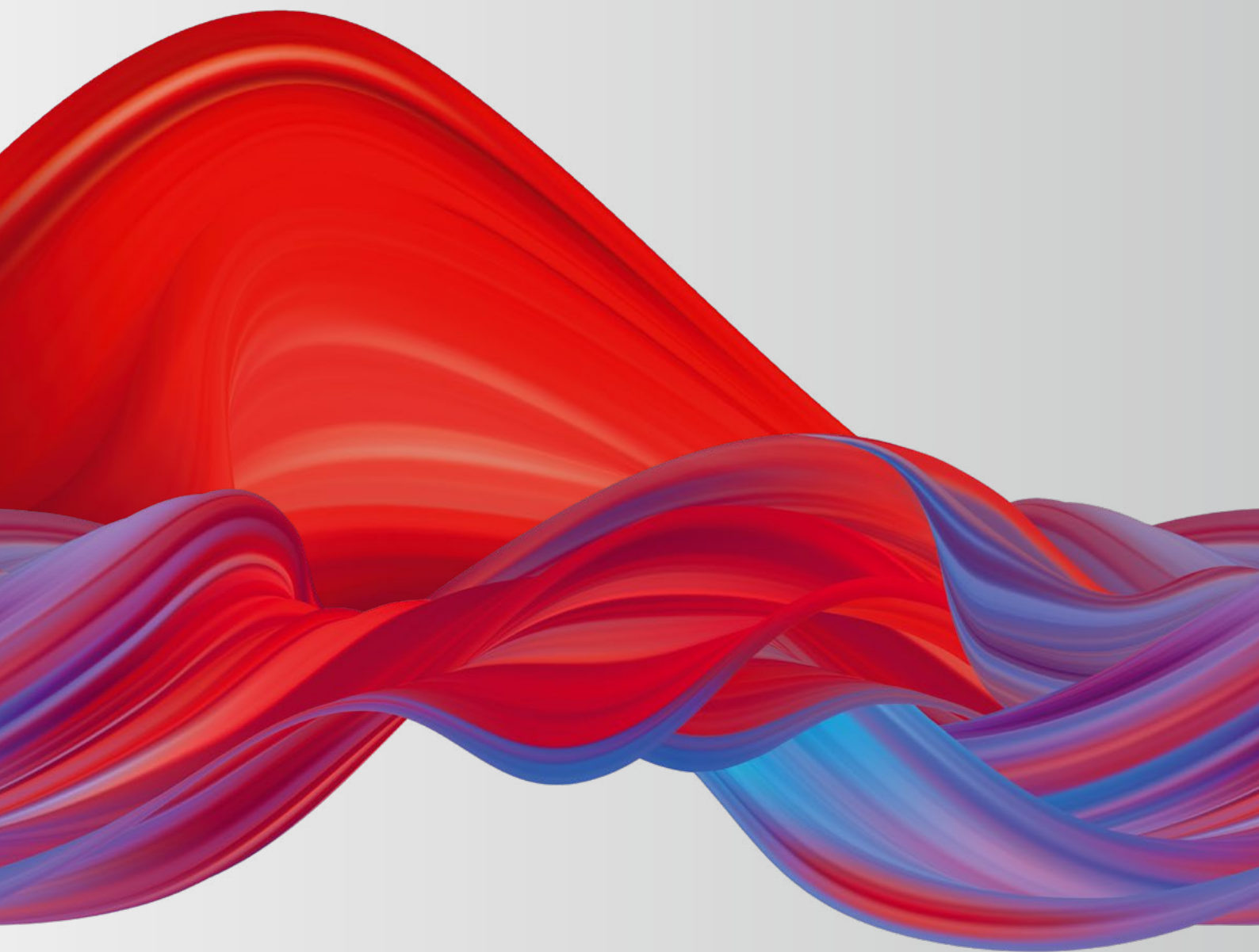
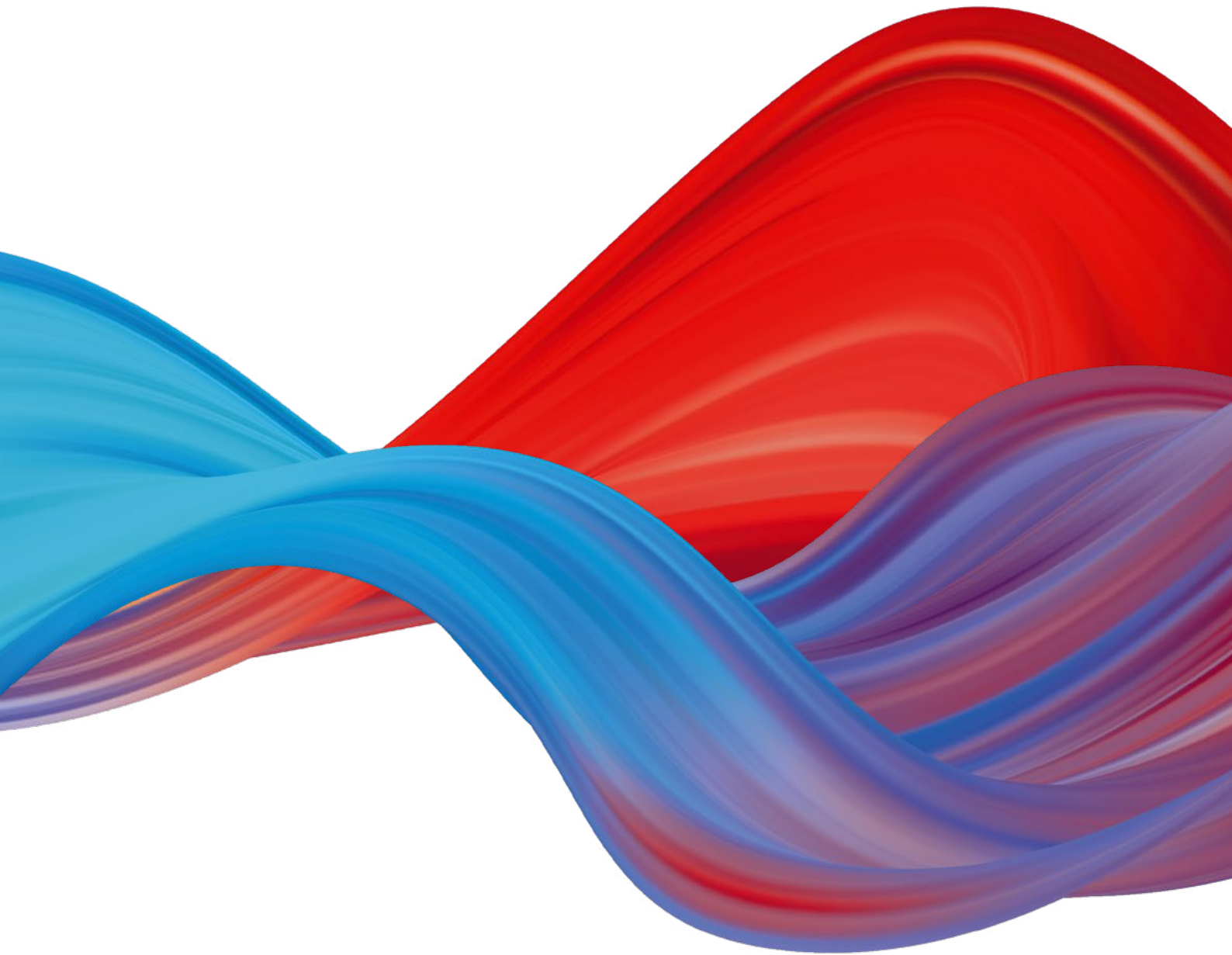


Istanza per l'autorizzazione
delle **spese preliminari** alla
realizzazione di alcuni interventi
del Piano di Sviluppo 2023





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.

Indice

1	Premessa e contenuto del documento	4
2	Contesto regolatorio	6
3	Descrizione attività preliminari	7
	3.1 Attività preliminari per la definizione del progetto	7
	3.2 Procedure Autorizzative	9
4	Assunzioni per la stima dei costi da sostenere per lo svolgimento delle attività preliminari	10

5	Interventi oggetto di istanza	11
	5.1 HVDC Milano - Montalto	11
	5.1.1 Descrizioni e obiettivi dell'intervento	11
	5.1.2 Sintesi tecnica preliminare delle soluzioni individuate	12
	5.1.3 Tipologia iter autorizzativo	13
	5.1.4 Stima dei costi preliminari la realizzazione dell'intervento	13
	5.2 Dorsale Adriatica (HVDC Foggia – Villanova – Fano – Forlì)	14
	5.2.1 Descrizione e obiettivi dell'intervento	14
	5.2.2 Sintesi tecnica preliminare delle soluzioni individuate	15
	5.2.3 Tipologia iter autorizzativo	16
	5.2.4 Stima dei costi preliminari la realizzazione dell'intervento	16
	5.3 Dorsale Ionico-Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina)	17
	5.3.1 Descrizione e obiettivi dell'intervento	17
	5.3.2 Sintesi tecnica preliminare delle soluzioni individuate	18
	5.3.3 Tipologia iter autorizzativo	19
	5.3.4 Stima dei costi preliminari la realizzazione dell'intervento	19
	5.4 Dorsale Sarda (HVDC Fiumesanto-Montalto e Sardinian Link)	20
	5.4.1 Descrizione e obiettivi dell'intervento	20
	5.4.2 Sintesi tecnica preliminare delle soluzioni individuate	21
	5.4.3 Tipologia iter autorizzativo	22
	5.4.4 Stima dei costi preliminari la realizzazione dell'intervento	22
	5.5 Attività per lo sviluppo tecnologico e prototipazione	22
	5.5.1 Sviluppo tecnologico delle linee aeree HVDC ed in corrente alternata con sostegni 5F	22
	5.5.2 Sviluppo tecnologico di interruttori HVDC, stazioni di conversione e di smistamento per funzionamento multi-vendor e multiterminale	23

6	Sintesi costi per attività preliminari	24
----------	---	-----------

Premessa e contenuto del documento



Per raggiungere gli obiettivi degli scenari energetici, il Piano di Sviluppo 2023 ha previsto alcuni progetti innovativi, basati sulla realizzazione di dorsali in corrente continua (DC – *Direct Current*), in grado di incrementare la capacità di scambio tra le diverse Zone di Mercato (ZdM). In particolare, la nuova rete (cd progetto Hypergrid) permetterà di incrementare la capacità di transito dal sud e dalle isole maggiori verso il nord dell'Italia¹.

Gli interventi sono stati pianificati tramite un approccio modulare propedeutico alla loro realizzazione in step successivi e il loro sviluppo avrà luogo in funzione dell'effettivo sviluppo e localizzazione degli impianti da fonte rinnovabile previsti dagli scenari energetici nazionali.

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 infatti comunque 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.

Il progetto "Hypergrid" prevede l'avvio della realizzazione di un *layer* in corrente continua, ovvero una serie di collegamenti con tecnologia HVDC, in sinergia con gli sviluppi di rete già previsti nei piani precedenti o asset esistenti. La nuova tecnologia in corrente continua con la quale verranno realizzate tali nuove opere abiliterà flussi di potenza in ambedue le direzioni garantendo sicurezza degli approvvigionamenti e risorse di regolazione in tutte le zone del paese interessate dalle infrastrutture di rete.

Nello specifico, **Hypergrid potrà soddisfare le seguenti esigenze del sistema elettrico:**

- incrementare la capacità di trasporto tra le zone di mercato e risolvere le congestioni del sistema elettrico;
- connettere le FER con soluzioni efficienti e sostenibili;
- migliorare i livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema elettrico;
- garantire le principali prestazioni della rete (flessibilità, inerzia, dinamica e robustezza) e smorzare le oscillazioni intersistemiche a bassa frequenza;
- sviluppare le interconnessioni con l'estero.

¹ Per maggiori dettagli si rimanda al fascicolo del PdS 2023 "Progetto Hypergrid e necessità di sviluppo infrastrutturale" al seguente [link](#).

La realizzazione di una rete Hypergrid (*capital intensive driven by technology efficiency*) nel sistema elettrico nazionale costituita da progetti HVDC marini e aerei (tramite l'ammodernamento di elettrodotti esistenti a 380 kV e 220 kV, con ricostruzione degli stessi da Corrente Alternata a Corrente Continua sul medesimo tracciato o in adiacenza) rappresenta per il cambiamento e il progresso della RTN una soluzione efficace e competitiva nei costi, oltre che essere la migliore soluzione per accelerare gli iter autorizzativi grazie al forte contenimento del nuovo impegno di suolo territoriale ed il riutilizzo di dorsali esistenti. In tal senso, è pertanto necessaria una **parallelizzazione degli iter autorizzativi delle nuove opere HVDC**, anticipando la fase di progettazione e autorizzazione.

Date le finalità e la **dipendenza dell'utilità degli interventi del progetto Hypergrid al verificarsi o meno delle ipotesi alla base degli scenari** utilizzati per la redazione del Piano di Sviluppo 2023, Terna ritiene opportuno richiedere per tali interventi il processo di **valutazione in due fasi introdotto dalla delibera 15/2023** che consente al gestore della rete di trasmissione di richiedere in una prima fase l'autorizzazione e il riconoscimento delle **spese relative allo svolgimento delle attività preliminari** rimandando ad una fase successiva l'approvazione finale del progetto e il riconoscimento dei costi di realizzazione dello stesso.

Il presente documento fornisce, quindi, gli elementi utili alle valutazioni dell'Autorità per autorizzare il gestore del sistema di trasmissione a sostenere le spese preliminari all'ottenimento del decreto autorizzativo per i seguenti interventi di sviluppo:

- 1. HVDC Milano – Montalto;**
- 2. Dorsale Adriatica (HVDC Foggia – Villanova – Fano – Forlì);**
- 3. Dorsale Ionica – Tirrenica (HVDC Priolo – Rossano – Montecorvino – Latina);**
- 4. Dorsale Sarda (HVDC Fiumesanto – Montalto (Sapei 2) e il Sardinian Link in AC).**

A tal fine, si riporta la descrizione delle attività preliminari necessarie alla definizione del progetto e all'ottenimento dell'autorizzazione considerate ai fini delle stime di costo oggetto di richiesta di approvazione, con indicazione, inoltre, delle diverse procedure autorizzative da seguire sulla base della normativa vigente e delle prime ipotesi in merito (capitolo 3) e delle assunzioni alla base delle suddette stime (capitolo 4).

Per ciascuno degli interventi, sopra elencati, nel capitolo 5 viene fornita, inoltre, la descrizione delle caratteristiche del progetto, la strategia autorizzativa che si intende perseguire e le attività necessarie per lo svolgimento delle fasi preliminari alla realizzazione con la relativa stima di costo. Infine, poiché il progetto Hypergrid prevede l'impiego di tecnologie innovative, tra le attività preliminari da svolgere dovranno essere previste anche quelle relative al calcolo, sviluppo, progettazione e prototipazione delle tecnologie abilitanti la realizzazione.

Contesto regolatorio

2

Con il documento di consultazione 422/2022 l'Autorità ha proposto l'introduzione di un nuovo processo di valutazione dei progetti di sviluppo della rete di trasmissione con il duplice obiettivo di velocizzare il processo di approvazione di quei progetti considerati principali – in virtù della loro importanza per il raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica - e garantire, al contempo, la loro utilità per il sistema energetico nazionale.

Tale processo prevede:

- i. una **prima valutazione** dell'Autorità sulla “linea di sviluppo dell'intervento”, ossia su una proposta che identifica l'obiettivo principale da perseguire, la zona di rete su cui dovrebbe insistere l'intervento e una stima di massima dei costi e dei benefici per autorizzare il gestore del sistema di trasmissione a sostenere le spese (efficienti) necessarie per la definizione del progetto, a titolo esemplificativo: studi di prefattibilità, spese di project management, attività di concertazione pre-autorizzativa, studi di fattibilità, survey marine se applicabili, attività funzionali all'autorizzazione;
- ii. una **seconda valutazione** dell'Autorità, indicativamente a procedura autorizzativa vicino al completamento o già completata, funzionale a dare il parere favorevole al successivo riconoscimento delle spese (efficienti) di realizzazione dell'intervento.

Ai fini dell'implementazione del nuovo approccio la **delibera 15/2023** richiede a Terna, in via sperimentale, di presentare istanza all'Autorità durante il biennio 2023-2024 per l'autorizzazione delle spese preliminari, entro un tetto massimo del 5% dei costi di investimento di ciascun progetto previsti in sede di istanza, in cui siano identificati per ciascun progetto gli obiettivi, la localizzazione indicativa e una stima di massima dei costi e dei benefici.

Descrizione attività preliminari

3

3.1 Attività preliminari per la definizione del progetto

Si riporta nel seguito una sintesi delle attività preliminari necessarie per la definizione del progetto e funzionali all'autorizzazione rispetto a cui vengono fornite le relative stime di costo:

a) Studi ai fini della pianificazione dell'esigenza elettrica: tenuto conto delle evidenze derivanti dall'esercizio del sistema elettrico attuale e futuro, dagli scenari energetici e dagli esiti del Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo (edizione 2023)², l'attività consiste nella definizione delle nuove esigenze di sviluppo o nella modifica delle esigenze già pianificate e nelle proposte di linee di intervento basate su analisi di prefattibilità.

b) Studi di fattibilità:

- con riferimento alla parte terrestre:
 - analisi vincolistica e applicazione dei criteri ERPA (esclusione, repulsione, problematicità, attrazione) sviluppati in ambito della VAS (valutazione ambientale strategica) al fine dell'individuazione dei corridoi ambientali (aree a minor costo ambientale) per l'inserimento delle infrastrutture della RTN nel contesto territoriale;
 - individuazione ed analisi, in relazione al contesto territoriale e ambientale, di tutte le possibili soluzioni progettuali alternative. In funzione degli esiti delle analisi svolte, si sviluppa il progetto di fattibilità della soluzione prescelta e delle possibili alternative, tenendo conto anche delle indicazioni ottenute nell'ambito della concertazione e della progettazione partecipata. Il progetto viene redatto in coerenza con la pianificazione territoriale vigente ed in conformità alle norme ambientali e di tutela dei beni culturali e paesaggistici;
- con riferimento alla parte marina:
 - attività di *Desk Top Study* (DTS), consistente nel reperimento ed analisi preliminare dei dati e delle informazioni esistenti, che permettano di inquadrare l'area in cui andranno posati i cavi marini, i siti di possibile approdo degli stessi e degli elettrodi marini, se previsti. Tali informazioni consentono di definire delle localizzazioni preliminari per gli approdi, i cavi marini e gli elettrodi.

c) Concertazione volontaria: è una fase volontaria, in base alla complessità dell'opera e del relativo contesto territoriale, per attuare un confronto con gli opportuni *Stakeholders* (Regione, Comune, Soprintendenza, Associazioni Ambientaliste e altri Enti) al fine di condividere la Fascia di Fattibilità preferenziale tra quelle individuate, anche attraverso l'organizzazione di incontri aperti (es. Terna Incontra) alla cittadinanza coinvolta dall'opera per raccogliere osservazioni sul progetto e le sue alternative.

² Il Rapporto è consultabile al seguente [link](#).

d) Dibattito Pubblico o Consultazione pubblica: attività obbligatoria per le opere aventi le caratteristiche di cui all'Allegato I.6 del Codice dei contratti pubblici (Decreto Legislativo 31 marzo 2023, n. 36). Anche i Progetti di Interesse Comune (Regolamento UE 869/2022) e, ai sensi del DL 76/2020 e del DL 77/2021 gli interventi necessari al raggiungimento del PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) possono essere sottoposti a Dibattito Pubblico secondo le procedure del Regolamento "UE" 869/2022 (da ora "Consultazione Pubblica"). In entrambi i casi si tratta di un procedimento formale di confronto con gli *Stakeholders* locali durante il quale, tramite il proprio sito istituzionale, Terna pubblica una sintesi non tecnica delle opere ed effettua una serie di incontri sul territorio recependo le osservazioni da parte dei portatori di interesse.

e) Indagini preliminari:

- con riferimento alla parte terrestre: è l'insieme delle attività in campo propedeutiche alla stesura del Piano Tecnico delle Opere (PTO) necessario per la procedura autorizzativa. Si tratta quindi, a livello indicativo e non esaustivo, di rilievi topografici, indagini geologiche, idrologiche, idrauliche, geotecniche, sismiche, archeologiche, caratterizzazione delle terre e rocce da scavo.
- con riferimento alla parte marina: è l'insieme delle attività a mare effettuate nell'ambito della survey marina preliminare e delle indagini preliminari effettuate in ottemperanza al DM del '96. Si tratta quindi, a livello indicativo e non esaustivo, di indagini geofisiche, ambientali e rilievi geotecnici necessari per individuare il tracciato dei cavi marini, dei relativi approdi e degli elettrodi marini ai fini autorizzativi.

f) Progetto per l'avvio dell'istanza autorizzativa: redazione del piano tecnico delle opere (PTO) per l'avvio dell'iter autorizzativo recependo, ove possibile, le eventuali osservazioni e indicazioni derivanti dalla Concertazione volontaria o Dibattito Pubblico o Consultazione Pubblica (ove previsto). Contestualmente alla redazione del progetto da avviare in iter autorizzativo, viene anche predisposta tutta la documentazione ambientale necessaria per avviare la procedura di impatto ambientale se prevista e la documentazione per dichiarare l'eventuale esclusione dalla procedura di impatto ambientale (VIA) e/o espletare le procedure di valutazione preliminare (*Pre-screening*)/Valutazione assoggettabilità a VIA e/o per ottenere pareri e autorizzazioni da parte di Enti competenti in materia ambientale.

g) Gestione iter autorizzativo: le principali attività da svolgere durante la procedura autorizzativa sono rappresentate:

- dalla preparazione della documentazione tecnica e ambientale ai fini dell'invio agli Enti Autorizzanti e ottenimento dei pareri preventivi e disponibilità dei suoli di necessità;
- dalla predisposizione delle istanze autorizzative e dei moduli richiesti ai fini dell'espletamento dell'iter autorizzativo;
- dal monitoraggio e/o coordinamento delle fasi autorizzative, gestendo il rapporto amministrativo con tutti gli Enti coinvolti, fino all'ottenimento dell'autorizzazione, anche fornendo supporto tecnico nei confronti di richieste di chiarimento o integrazione documentale;
- dal riesame tecnico-economico del progetto, in caso di richieste di integrazioni in fase autorizzativa e/o prescrizioni pre-autorizzative, svolto per valutare come ottemperare alle richieste, verificandone la sostenibilità economica;
- dall'aggiornamento e/o integrazione della documentazione tecnica e ambientale, in ottemperanza di eventuali richieste di integrazioni in fase autorizzativa e/o alle prescrizioni pre-autorizzative.

h) Gestione del progetto: ogni progetto sarà gestito con la metodologia del project management, pertanto, tale attività racchiude tutte le professionalità e le attività necessarie per una corretta gestione del progetto, in termini di tempi, costi, qualità e rischi.

Infine, qualora la soluzione tecnologica ipotizzata preveda l'impiego di tecnologie innovative, si andranno ad affiancare alle attività sopra descritte anche quelle relative al calcolo, sviluppo, progettazione e prototipazione.

3.2 Procedure Autorizzative

Il decreto di autorizzazione - **Decreto di Autorizzazione Unica** - rappresenta il titolo abilitativo per la realizzazione e l'esercizio delle opere, viene emesso dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ai sensi del D.L. 239/2003 e s.m.i., e decreta nella sua formulazione l'obbligo da parte del proponente di realizzare l'opera secondo il progetto approvato in sede di conferenza di servizi, nonché di recepire le prescrizioni tecniche ed ambientali riportate nel decreto. È subordinato all'adempimento delle prescrizioni in esso contenute e di quelle richiamate dai pareri allegati, pena l'annullamento del titolo stesso. Detto Decreto di Autorizzazione Unica ha validità di cinque anni a far data dalla sua emanazione.

Inoltre, sulla base delle caratteristiche dell'opera, può prevedersi l'attivazione delle seguenti procedure:

- a) Dibattito Pubblico:** i sensi del Decreto legislativo 31 marzo 2023, n. 36 (nuovo Codice Appalti) se il progetto dell'opera prevede costi superiori a 300 Mln€ ovvero se sono previste tratte di elettrodotto aereo a 380 kV superiori a 40 km, il progetto dell'opera deve essere assoggettato al Dibattito Pubblico secondo quanto previsto nell'art. 40 del richiamato decreto.
- b) Valutazione di Impatto Ambientale:** sulla base delle caratteristiche del progetto la normativa vigente in materia ambientale (ex D. Lgs. 152/2006 e s.m.i.) prevede diverse tipologie di procedure da seguire
- **Valutazione di impatto ambientale (VIA)** per gli elettrodotti aerei per il trasporto di energia elettrica con tensione nominale superiore a 100 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 10 km.
 - **Verifica di assoggettabilità a VIA (screening)** per gli elettrodotti aerei per il trasporto di energia elettrica con tensione nominale superiore a 100 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 3 km.
 - **Valutazione preliminare (pre-screening)** per modifiche, estensioni o adeguamenti tecnici finalizzati a migliorare il rendimento e le prestazioni ambientali dei progetti sopra elencati, fatta eccezione per le modifiche o estensioni in aereo superiori ai 10 km che vanno direttamente a VIA.

Assunzioni per la stima dei costi da sostenere per lo svolgimento delle attività preliminari



La stima dei costi delle attività preliminari è composta da costi interni (personale e trasferte) e da prestazioni esterne (incarichi professionali, indagini in campo, ispezioni a mare, oneri istruttori, ecc.) ed è stata definita sulla base di dati consuntivati su recenti progetti ed esperienze similari.

In aggiunta alle stime delle attività preliminari svolte per ogni intervento, sono previsti costi comuni e trasversali sui diversi progetti relativi allo sviluppo delle tecnologie innovative abilitanti i progetti Hypergrid, ad oggi non ancora implementate su altri collegamenti.

Si riportano di seguito, a titolo esemplificativo, le principali prestazioni esterne che sono state considerate per ogni attività preliminare:

a) Studi ai fini della pianificazione dell'esigenza elettrica: eventuali consulenze a supporto della pianificazione

b) Studi di fattibilità:

- parte terrestre: analisi ambientali e vincolistiche, incarichi per progetti di fattibilità;
- parte marina: Desk Top Study (DTS) marino.

c) Concertazione volontaria: prestazioni per supporto ai rapporti istituzionali con il territorio.

d) Dibattito Pubblico o Consultazione pubblica: prestazioni per predisposizione dei "Terna Incontra".

e) Indagini preliminari:

- parte terrestre: rilievi topografici, indagini geologiche, idrologiche, idrauliche, geotecniche, sismiche, archeologiche, caratterizzazione delle terre e rocce da scavo;
- parte marina: survey marina preliminare e attività per DM'96. Considerando l'impatto economico di tale attività, si evidenzia che per tale prestazione la stima è stata effettuata sulla base di recenti consuntivi per attività similari ed è composta da una quota fissa (ad es. mob e demob della nave) e da una quota variabile parametrizzata alla lunghezza preliminare stimata per i collegamenti. Anche la quota relativa alle attività per il DM'96 è stata stimata su base parametrica.

f) Progetto per l'avvio dell'istanza autorizzativa: incarichi di progettazione, rilievi in campo, progettazione della sicurezza, eventuali perizie estimative.

g) Gestione dell'iter autorizzativo: oneri istruttori di avvio procedimento, pubblicazioni su quotidiani, incarichi di progettazione per coprire eventuali richieste di integrazioni/variazioni progettuali.

h) Gestione del progetto: non sono state ipotizzate prestazioni esterne.

Interventi oggetto di istanza

5

Gli interventi oggetto della presente istanza per il riconoscimento delle spese relative alle attività preliminari utili alla definizione del progetto e all'ottenimento del decreto autorizzativo sono:

1. L' **HVDC Milano – Montalto** (codice 355-N/HG-1);
2. La **Dorsale Adriatica** che include i collegamenti HVDC previsti da Foggia a Forlì (codice 447-N/HG-5);
3. La **Dorsale Ionica - Tirrenica** che comprende l'HVDC Priolo - Rossano - Montecorvino - Latina (codice 563-N/HG-4);
4. La **Dorsale Sarda** che comprende l'HVDC Fiumesanto – Montalto (SA.PE.I. 2) e il Sardinian Link (codice 732-N/HG-3).

Per ognuno dei suddetti interventi si riporta nei paragrafi a seguire una breve descrizione con indicazione dell'ipotesi localizzativa, della soluzione tecnica ipotizzata e della stima dei costi e dei benefici conseguibili. Si fornisce inoltre la strategia autorizzativa che si intende perseguire e le attività necessarie per lo svolgimento delle fasi preliminari alla realizzazione con la relativa stima di costo.

5.1 HVDC Milano - Montalto

5.1.1 Descrizioni e obiettivi dell'intervento

L'**HVDC Milano - Montalto** rappresenta un intervento necessario per garantire l'integrazione degli impianti di produzione da FER e trasferire in sicurezza il *surplus* atteso di energia dal Centro Italia verso le regioni del Nord, caratterizzate da una maggiore domanda di energia. L'intervento nel suo complesso permetterà un incremento della capacità di trasporto di 2000 MW tra le zone di mercato Centro Sud – Nord (ad oggi non direttamente collegate fra loro) e di 800 MW tra le zone di mercato Centro Sud – Centro Nord.

Il collegamento unirà elettricamente il Lazio alla Lombardia tramite una dorsale di oltre 400 km e si compone di:

- un tratto marino, che partirà presumibilmente da Montalto (Viterbo) per approdare sulla costa ligure in un punto preliminarmente individuato presso La Spezia;
- un tratto in cavo terrestre tra il punto di approdo ed una stazione di transizione, da localizzarsi in prossimità di Avenza;
- un tratto in linea aerea, che collegherà la zona di Avenza verso il sud della Lombardia (*Figura 1*).

FIGURA 1 Schema localizzativo HVDC Milano-Montalto



Alla realizzazione del collegamento saranno inoltre associati interventi capital light per la corretta gestione dei transiti in sicurezza e mirati all’ottimizzazione degli asset esistenti, quali ad esempio: l’installazione di conduttori ad alta temperatura sugli elettrodotti 380 kV tra i nodi di Calenzano e Poggio a Caiano e tra i nodi di S. Rocco Po e Cremona.

I principali benefici stimati e attesi dall’intervento sono rappresentati dall’incremento del *Social Economic Welfare* e dalla riduzione dei costi dei servizi di dispacciamento. Infatti, la presenza del nuovo collegamento HVDC abiliterà un maggior transito dalla sezione Centro Sud direttamente alla sezione Nord e, di conseguenza, consentirà una riduzione delle ore di congestione da sud verso nord, a cui si associa un incremento di SEW. Oltre ai benefici derivanti da una maggiore efficienza dei mercati, l’integrazione di nuova generazione FER, principalmente negli scenari al 2040, si traduce in una riduzione delle emissioni di CO₂ e altri inquinanti. Infine, l’intervento consentirà di ridurre i volumi di *overgeneration* grazie alla controllabilità del collegamento e alla maggiore capacità di scambio consentita dall’HVDC; l’opera garantirà, infatti, l’integrazione fino a 5 TWh di generazione FER³.

Sulla base della soluzione preliminare scelta si stima un **investimento complessivo di circa 2,7 miliardi di euro**.

5.1.2 Sintesi tecnica preliminare delle soluzioni individuate

L’intervento può essere ripartito in due collegamenti:

- A) Collegamento HVDC in linea aerea da 2000 MW Milano – Avenza
- B) Collegamento HVDC in cavo sottomarino e interrato da 2000 MW Avenza – Montalto

³ Per maggiori informazioni sui risultati delle analisi costi – benefici si rimanda all’ultimo Piano di Sviluppo pubblicato da Terna consultabile al seguente [link](#).

Collegamento in linea aerea Milano – Avenza

Il collegamento Milano – Avenza sarà costituito da un elettrodotto aereo in configurazione HVDC bipolare (± 500 kV) con ritorno metallico. La potenza nominale del collegamento sarà 2×1000 MW, con capacità di sovraccarico fino a 2×1150 MW, da realizzarsi mediante ricostruzione, in adiacenza rispetto ai tracciati esistenti, degli elettrodotti esistenti in corrente alternata a 380 kV e 220 kV.

Il collegamento congiungerà una nuova stazione di conversione e interruzione HVDC ± 500 kV (collegata ad una nuova stazione elettrica in corrente alternata 380 kV, entrambe da localizzarsi in prossimità dell'incrocio degli attuali elettrodotti a 380 kV "Turano – San Rocco Po" e "Chignolo Po – Maleo") ad una nuova stazione di transizione HVDC aereo – cavo, la cui localizzazione sarà oggetto di opportuni studi tecnici ed ambientali (per quanto possibile in prossimità dell'esistente stazione 220 kV di Avenza).

Collegamento in cavo interrato e sottomarino Avenza-Montalto

Il collegamento Avenza – Montalto sarà costituito da due linee bipolari in corrente continua a ± 500 kV, in cavo terrestre e sottomarino, per una potenza complessiva nominale pari a 2000 MW (4×500 MW), con una capacità di sovraccarico fino a 2300 MW (massimo 575 MW per ciascun modulo).

Il collegamento congiungerà una nuova stazione di conversione HVDC, da localizzarsi in prossimità della stazione elettrica di Montalto di Castro, ad una nuova stazione di transizione HVDC aereo – cavo da localizzarsi in prossimità della stazione 220 kV di Avenza (già descritta al paragrafo precedente).

5.1.3 Tipologia iter autorizzativo

Sulla base dei primi studi condotti per la definizione della soluzione tecnologica e della normativa vigente (rif. paragrafo 3.2), l'iter autorizzativo previsto ad oggi per l'intervento in esame prevede:

- lo svolgimento del Dibattito Pubblico ai sensi del Codice Appalti;
- l'ottenimento del Decreto di Autorizzazione Unica ex D.L. 239/2003 e s.m.i.;
- lo svolgimento della Valutazione di Impatto Ambientale ex D. Lgs. 152/2006 e s.m.i..

5.1.4 Stima dei costi preliminari la realizzazione dell'intervento

Per il progetto in questione verranno eseguite tutte le attività preliminari elencate nel paragrafo 3.1 (dalla a) studi ai fini della pianificazione dell'esigenza elettrica alla h) gestione del progetto). La stima complessiva dei costi per lo svolgimento delle attività preliminari corrisponde a circa l'1,7 – 2,1 % dell'investimento stimato per la realizzazione dell'intervento.

5.2 Dorsale Adriatica (HVDC Foggia – Villanova – Fano – Forlì)

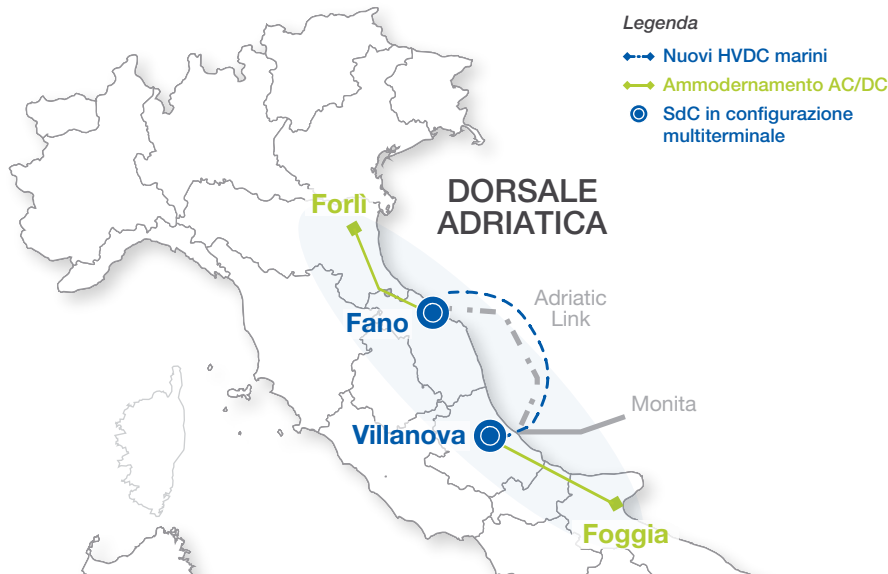
5.2.1 Descrizione e obiettivi dell'intervento

L'intervento "Dorsale Adriatica" (Figura 2) collegherà la parte settentrionale della Puglia con l'Emilia-Romagna, attraversando l'Abruzzo e le Marche, per il tramite di un collegamento di oltre 500 km complessivi. L'opera permetterà di ridurre le congestioni di rete in regioni caratterizzate da un'elevata produzione di rinnovabili (come Puglia e Basilicata) e integrare maggiori quantitativi di produzione FER, esportandola verso i centri di consumo localizzati principalmente al nord, nonché aumentare la qualità del servizio lungo tutta la dorsale grazie alla nuova tecnologia in VSC con cui verranno realizzate le stazioni di conversione AC/DC.

L'intervento prevede la realizzazione di:

- un **collegamento HVDC aereo tra Foggia e Villanova**, con una capacità di trasporto pari a 2000 MW;
- un nuovo **collegamento marino tra Villanova e Fano**, con una capacità di trasporto pari a 1000 MW che si configura come il raddoppio del collegamento già previsto nell'intervento HVDC Centro Sud – Centro Nord (cd. "Adriatic Link", codice "436 – P" presente nell'Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti del PdS 2023);
- un **collegamento HVDC aereo tra Fano e Forlì**, per una capacità di trasporto pari a 2000 MW.

FIGURA 2 Schema localizzativo intervento "Dorsale Adriatica" (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)



Inoltre, per la corretta gestione dei transiti in sicurezza, sono previste azioni capital light quali l'installazione di conduttori ad alta temperatura sugli elettrodotti 380 kV a nord di Forlì.

L'intervento permetterà di incrementare la capacità di trasporto di 600 MW tra le zone di mercato Sud e Centro Sud, di 1000 MW sulla sezione Centro Sud – Centro Nord (grazie alla realizzazione del nuovo collegamento marino tra Villanova e Fano) e di 2000 MW sulla sezione Centro Nord – Nord grazie al collegamento HVDC Forlì-Fano.

I **principali benefici** riconducibili all'intervento sono rappresentati dall'incremento del *Social Economic Welfare*, dalla riduzione dei costi dei servizi di dispacciamento e delle esternalità negative legate alle emissioni di CO₂.

In particolare, l'incremento di transito apportato dal nuovo collegamento HVDC consentirà sulle sezioni Sud, Centro Sud, Centro Nord e Nord una riduzione delle ore di congestione complessivamente da sud verso nord, a cui si accompagnerà un incremento di SEW. Inoltre, l'integrazione di nuova generazione FER, principalmente negli scenari al 2040, si tradurrà in una riduzione delle emissioni di CO₂ e altri inquinanti.

Infine, l'intervento consente di ridurre i volumi di *overgeneration*, grazie alla controllabilità del collegamento e alla maggiore capacità di scambio consentita dalla tecnologia HVDC: l'opera infatti garantirà l'integrazione di generazione FER fino a 4 TWh.

Sulla base della soluzione preliminare individuata si stima un **investimento complessivo di circa 2,4 miliardi di euro**.

5.2.2 Sintesi tecnica preliminare delle soluzioni individuate

I primi studi eseguiti hanno individuato come unica soluzione tecnologica perseguibile l'impiego di stazioni di conversione di tipo VSC, in una configurazione di rete magliata grazie all'impiego di interruttori HVDC.

La Dorsale Adriatica può essere ripartita in tre ambiti di intervento, relativi ai 3 collegamenti HVDC previsti:

- A) Collegamento HVDC da 2000 MW Foggia – Villanova;
- B) Collegamento HVDC da 1000 MW Villanova – Fano (cd “Adriatic Link 2”);
- C) Collegamento HVDC da 2000 MW Fano – Forlì.

Collegamento HVDC in linea aerea Foggia – Villanova

Il collegamento Foggia - Villanova sarà costituito da una linea aerea in configurazione bipolare in corrente continua a ± 500 kV con ritorno metallico. La potenza del collegamento sarà di 2×1000 MW, con capacità di sovraccarico a 2×1150 MW.

Il collegamento congiungerà una nuova stazione di conversione HVDC, da localizzarsi in prossimità dell'esistente Stazione Elettrica di “Foggia”, ad una nuova stazione di smistamento HVDC ± 500 kV (nel seguito “Villanova 2”), da localizzarsi in prossimità della stazione di conversione “Villanova” prevista nel progetto “Adriatic Link”. Gli impatti del collegamento “Adriatic Link” nella rete Hypergrid, in termini di prestazioni dei componenti, compatibilità dei sistemi di controllo ed aspetti contrattuali/di garanzia sono ad oggi da investigare per valutarne fattibilità, tempistica e costi.

Collegamento HVDC in cavo sottomarino Villanova-Fano

Il collegamento Villanova - Fano sarà costituito da una linea sottomarina in configurazione bipolare, in corrente continua a ± 500 kV, con ritorno marino tramite elettrodo, avente potenza nominale 2×500 MW, con capacità di sovraccarico a 2×575 MW.

Il collegamento congiungerà una nuova stazione di smistamento HVDC “Villanova 2”, da localizzarsi in prossimità della stazione di conversione di Villanova prevista nel progetto “Adriatic Link” e una nuova stazione di smistamento HVDC “Fano 2”, da localizzarsi in prossimità della stazione di conversione di “Fano” prevista nel progetto “Adriatic Link”.

Collegamento HVDC in linea aerea Fano-Forlì

Il collegamento Fano - Forlì sarà costituito da una linea aerea in configurazione bipolare in corrente continua a ± 500 kV, con ritorno metallico e per una potenza nominale pari a 2×1000 MW, con capacità di sovraccarico a 2×1150 MW.

Il collegamento congiungerà una nuova stazione di conversione HVDC "Forlì 2" (da localizzarsi in prossimità dell'esistente Stazione Elettrica di "Forlì") alla futura stazione di smistamento "Fano 2".

La soluzione tecnologica individuata prevede la costruzione di nuovi sostegni HVDC a basso impatto antropico ed ambientale su un tracciato quanto più possibile adiacente a quello delle attuali dorsali in corrente alternata, fatte salve esigenze di carattere ambientale ed autorizzativo che dovessero emergere nelle fasi di progettazione per autorizzazione.

5.2.3 Tipologia iter autorizzativo

Ai fini del presente documento e nelle more della conclusione degli studi di fattibilità e di approfondimenti in particolare sull'opportunità o meno di avviare iter separati per le singole tratte o un unico iter, è stata considerata la configurazione che prevede 3 iter autorizzativi distinti per le tratte descritte nel precedente paragrafo 5.2.1.

1. Collegamento HVDC Foggia – Villanova
 - Dibattito Pubblico ai sensi del Codice Appalti
 - Autorizzazione Unica ex D.L. 239/2003 e s.m.i.
 - Valutazione di Impatto Ambientale ex D. Lgs. 152/2006 e s.m.i.
2. Collegamento HVDC Villanova-Fano
 - Dibattito Pubblico ai sensi del Codice Appalti
 - Autorizzazione Unica ex D.L. 239/2003 e s.m.i.
3. Collegamento HVDC Fano -Forlì
 - Dibattito Pubblico ai sensi del Codice Appalti
 - Autorizzazione Unica ex D.L. 239/2003 e s.m.i.
 - Valutazione di Impatto Ambientale ex D. Lgs. 152/2006 e s.m.i.

Si precisa che al fine di individuare il percorso autorizzativo più idoneo sarà necessario attendere lo svolgimento degli studi di prefattibilità.

5.2.4 Stima dei costi preliminari la realizzazione dell'intervento

Per il progetto in questione verranno eseguite tutte le attività preliminari elencate nel paragrafo 3.1 (dalla a) studi ai fini della pianificazione dell'esigenza elettrica alla h) gestione del progetto). La stima complessiva dei costi per lo svolgimento delle attività preliminari corrisponde a circa il 2 – 2,4% dell'investimento stimato per la realizzazione dell'intervento.

5.3 Dorsale Ionico-Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina)

5.3.1 Descrizione e obiettivi dell'intervento

La Dorsale Ionico – Tirrenica collegherà la Sicilia (costa ionica) al Lazio e si compone di due tratte (Figura 3):

- **HVDC Ionian**, che consiste in un nuovo collegamento HVDC marino tra Sicilia e Calabria da 1000 MW, tra le stazioni elettriche di Priolo e Rossano;
- **HVDC Rossano-Montecorvino-Latina**, che si compone di un nuovo collegamento HVDC da 2000 MW tra le stazioni elettriche di Rossano-Montecorvino-Latina.

FIGURA 3 Schema localizzativo Dorsale Ionico-Tirrenica



L'intervento nel suo complesso permetterà di incrementare il limite di transito tra le zone di mercato Sicilia-Calabria di 2000 MW, sulla sezione Calabria - Sud di 2000 MW e sulla sezione Sud - Centro Sud di 2000 MW.

I **principali benefici** riconducibili **al tratto HVDC Ionian** sono la riduzione dei costi dei servizi di dispacciamento e la riduzione dell'*overgeneration*. In particolare, la presenza del collegamento HVDC consentirà di aumentare il limite di transito nelle sezioni Sud-Calabria e Sicilia-Calabria e, di conseguenza, di ridurre le ore di congestione su tali sezioni, con un conseguente incremento di SEW. Inoltre, l'integrazione di nuova generazione FER si traduce in una riduzione delle emissioni di CO₂ e altri inquinanti.

I **principali benefici** riconducibili al **tratto HVDC Rossano-Montecorvino-Latina** sono, invece, l'incremento del *Social Economic Welfare* e la maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile (FER). In particolare, la presenza del collegamento consente di aumentare il limite di transito nelle sezioni Sud-Calabria e Sud-Centro Sud e, di conseguenza, di ridurre le ore di congestione da sud verso nord. Inoltre, l'integrazione di nuova generazione FER si traduce in una riduzione delle emissioni di CO₂ e altri inquinanti.

L'intervento consente di ridurre i volumi di *overgeneration*, principalmente grazie alla maggiore capacità di scambio consentita dalla tecnologia HVDC: l'opera, infatti, garantirà l'integrazione di generazione FER fino a 2 TWh⁴.

L'investimento complessivo è stimato in circa 4,1 miliardi di euro (di cui 2,7 Mld€ per l'HVDC Rossano – Montecorvino – Latina e 1,4 Mld€ per l'HVDC Ionian Link).

5.3.2 Sintesi tecnica preliminare delle soluzioni individuate

Gli studi hanno individuato come unica soluzione tecnologica perseguibile l'impiego di stazioni di conversione di tipo VSC con moduli Half bridge, in una configurazione di rete magliata grazie all'impiego di interruttori HVDC; la configurazione di rete, inoltre, prevede il funzionamento in parallelo del collegamento Tyrrhenian Link East, collegato alle sbarre 500 kV in c.c. della stazione di smistamento "SdS Eboli 2".

Gli impatti del collegamento in parallelo del "Tyrrhenian Link East" nella rete Hypergrid, in termini di prestazioni dei componenti, compatibilità dei sistemi di controllo ed aspetti contrattuali/di garanzia sono ad oggi da investigare per valutarne fattibilità, tempistica e costi.

L'intervento può essere ripartito in tre collegamenti:

- A) Collegamento HVDC in cavo terrestre e sottomarino da 2000 MW Latina - Montecorvino
- B) Collegamento HVDC in linea aerea da 2000 MW Montecorvino – Rossano
- C) Collegamento HVDC in cavo sottomarino da 1000 MW Rossano - Priolo

Collegamento HVDC in cavo terrestre e sottomarino Latina – Montecorvino

Il collegamento Latina – Montecorvino sarà costituito da due linee in configurazione bipolare in corrente continua a ± 500 kV, sia in cavo terrestre che sottomarino, per una potenza complessiva nominale pari a 4 x 500 MW, con una capacità di sovraccarico a 4 x 575 MW.

Il collegamento congiungerà una nuova stazione di conversione HVDC (da localizzarsi in prossimità dell'esistente stazione elettrica "Latina Nucleare") ad una nuova stazione di smistamento HVDC ± 500 kV (nel seguito "SdS Eboli 2"), da localizzarsi in prossimità della stazione di conversione "Eboli" già prevista nel progetto "Tyrrhenian link East" (723/E - P presente nell'Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti del PdS 2023).

Collegamento HVDC in linea aerea Montecorvino – Rossano

Il collegamento Montecorvino - Rossano sarà costituito da una linea aerea in configurazione bipolare in corrente continua a ± 500 kV con ritorno metallico, con una potenza nominale di 2 x 1000 MW, con capacità di sovraccarico a 2 x 1150 MW.

⁴ Per maggiori informazioni sull'intervento in particolare sui risultati delle analisi costi – benefici si rimanda all'ultimo Piano di Sviluppo pubblicato da Terna consultabile al seguente [link](#).

Il collegamento congiungerà una nuova stazione di conversione e smistamento HVDC (da localizzarsi in prossimità dell'esistente stazione elettrica "Rossano Termica") ad una nuova stazione di smistamento HVDC ± 500 kV ("SdS Eboli 2"), da localizzarsi in prossimità della stazione di conversione "Eboli" già oggi prevista nel progetto "Tyrrhenian link East".

Per quanto sopra riportato, la soluzione tecnologica prevede la costruzione di nuovi sostegni HVDC, a basso impatto antropico ed ambientale su un tracciato quanto più possibile adiacente a quello delle attuali dorsali in corrente alternata, fatte salve esigenze di carattere ambientale ed autorizzativo che dovessero emergere nelle fasi di progettazione per autorizzazione.

Collegamento HVDC in cavo sottomarino Rossano – Priolo

Il collegamento Rossano - Priolo sarà costituito da una linea sottomarina in configurazione bipolare, in corrente continua a ± 500 kV con ritorno marino tramite elettrodo, avente potenza nominale 2×500 MW, con capacità di sovraccarico a 2×575 MW.

Il collegamento congiungerà una nuova stazione di conversione HVDC, da localizzarsi in prossimità dell'esistente stazione elettrica 380 kV di Priolo (nel seguito "SdC Priolo"), alla nuova stazione di conversione e smistamento "SdC Rossano".

5.3.3 Tipologia iter autorizzativo

Con riferimento alla prima tratta dell'intervento – il collegamento tra Priolo – Rossano (HVDC Ionian) – l'iter autorizzativo prevede:

- lo svolgimento del Dibattito Pubblico ai sensi del Codice Appalti;
- l'ottenimento del Decreto di Autorizzazione Unica ex D.L. 239/2003 e s.m.i..

Per quanto concerne, invece, il collegamento HVDC Rossano – Montecorvino - Latina, sarà necessario attendere lo svolgimento degli studi di prefattibilità per valutare se opportuno avviare l'iter per l'interno collegamento o distintamente per le due tratte rappresentate da Rossano-Montecorvino e Montecorvino – Latina.

Ai fini del presente documento e nelle more della conclusione degli studi e degli approfondimenti sopra accennati è stata considerata la configurazione che prevede 2 iter autorizzativi distinti per le tratte descritte nel precedente paragrafo 5.3.2.

1. Collegamento HVDC Montecorvino - Rossano
 - Dibattito Pubblico ai sensi del Codice Appalti
 - Autorizzazione Unica ex D.L. 239/2003 e s.m.i.
 - Valutazione di Impatto Ambientale ex D. Lgs. 152/2006 e s.m.i.
2. Collegamento HVDC Rossano - Priolo
 - Dibattito Pubblico ai sensi del Codice Appalti
 - Autorizzazione Unica ex D.L. 239/2003 e s.m.i.

5.3.4 Stima dei costi preliminari la realizzazione dell'intervento

Per il progetto in questione verranno eseguite tutte le attività preliminari elencate nel paragrafo 3.1 (dalla a) studi ai fini della pianificazione dell'esigenza elettrica alla h) gestione del progetto). La stima complessiva dei costi per lo svolgimento delle attività preliminari corrisponde a circa l'1,6 – 1,9 % dell'investimento stimato per la realizzazione dell'intervento.

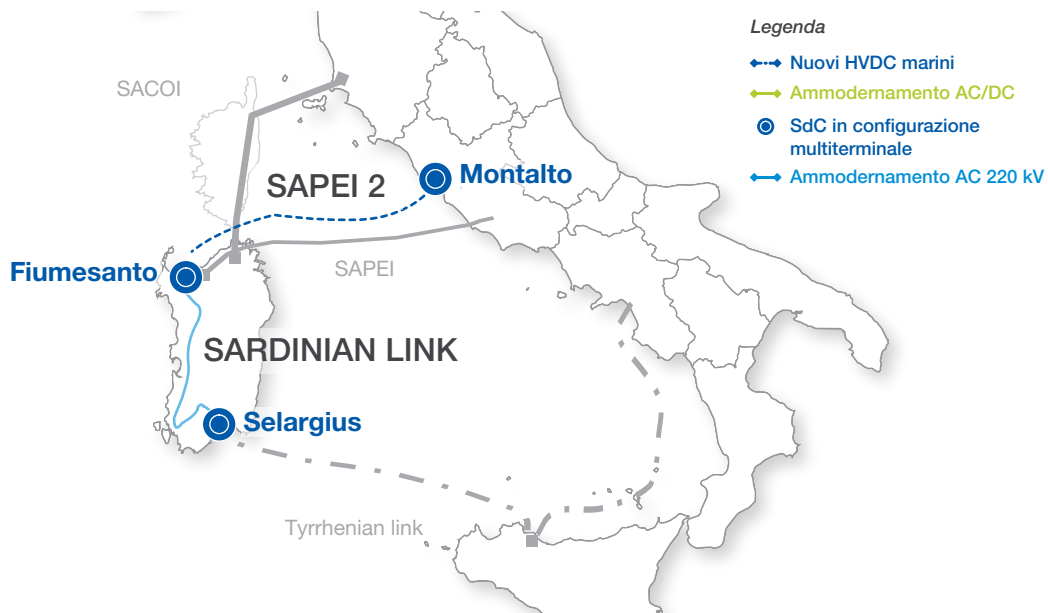
5.4 Dorsale Sarda (HVDC Fiumesanto-Montalto e Sardinian Link)

5.4.1 Descrizione e obiettivi dell'intervento

L'intervento risponde alla necessità di garantire un incremento della capacità di transito tra le zone di mercato Sardegna e Centro Sud e prevede la realizzazione di interventi interni alla Sardegna, al fine di rinforzare la dorsale esistente tra il nord ed il sud dell'Isola. Il progetto si compone di **due opere principali** (Figura 4):

- **HVDC Fiumesanto-Montalto ("SAPEI 2")** consiste in un **nuovo collegamento sottomarino in corrente continua tra la Sardegna e la penisola italiana**;
- il **Sardinian Link**, che consiste invece nell'**ammodernamento della rete 220 kV interna alla Sardegna**.

FIGURA 4 *Schema localizzativo Dorsale Sarda*



Il collegamento sottomarino consentirà un incremento della capacità di scambio di 1000 MW tra le zone di mercato Sardegna e quella Centro Sud, favorendo una maggiore integrazione di fonti rinnovabili. La nuova configurazione dei tralicci costituenti l'infrastruttura della dorsale interna permetterà il trasferimento di 1000 MW addizionali tra il sud e il nord della Sardegna e, pertanto, rendendo facilmente trasportabile potenza tra le stazioni di conversione del territorio sardo, mediante l'utilizzo di dorsali esistenti in modo da non impattare sul territorio.

I **principali benefici** riconducibili all'intervento sono l'incremento del *Social Economic Welfare*, ma soprattutto la riduzione dei costi dei servizi di dispacciamento e l'integrazione di FER.

L'intervento, in particolare il SAPEI2, consente di ridurre le congestioni sulla sezione Sardegna – Centro Sud con un impatto positivo sul SEW e consente inoltre una riduzione del PUN, in maniera più significativa sullo scenario DE. I benefici più elevati sono dovuti al fatto che il rinforzo della dorsale sarda e il SAPEI 2 consentono di ridurre le problematiche di riserva non fornita presenti sia nello scenario LT che DE (in misura maggiore, dovuta all'elevata penetrazione FER) generando consistenti benefici per il sistema. Inoltre, la risoluzione della riserva non fornita consente un'ulteriore integrazione di energia prodotta da FER, sia a livello di sistema che a livello locale, che si

traduce in un beneficio consistente. L'integrazione di nuova generazione FER si traduce anche in una riduzione delle emissioni di CO₂ e altri inquinanti. Infine, l'intervento consente anche una importante riduzione delle congestioni intrazonali in Sardegna con un impatto positivo sul mercato dei servizi di dispacciamento⁵.

Sulla base della soluzione preliminare individuata si stima **un investimento complessivo di circa 1,4 miliardi di euro**.

5.4.2 Sintesi tecnica preliminare delle soluzioni individuate

La tecnologia individuata per il collegamento HVDC ± 500 kV tra la stazione di Fiumesanto e la stazione di Montalto ("SaPel 2") è basata sull'impiego di convertitori di elettronica di potenza VSC in configurazione bipolare. Sono inoltre previsti interruttori HVDC per la protezione delle linee in cavo del collegamento SaPel 2 e per la connessione delle stazioni di conversione alle sbarre, così come per il collegamento della sbarra HVDC della stazione di Montalto (sbarra condivisa con la dorsale HVDC Milano – Montalto). La potenza nominale del collegamento HVDC SaPel 2 è pari a 2x500 MW. Inoltre, è prevista la ricostruzione della dorsale interna a 220 kV della rete sarda che va da Codrongianos a Sulcis e Selargius ("Sardinian Link"), mediante l'utilizzo di nuove tecnologie (sostegni a "5 Fasi"), le quali prevedono la ricostruzione di asset esistenti garantendo la capacità di trasporto di 1000 MW.

La **dorsale Sarda**, per semplicità di analisi, può essere ripartita in due ambiti di intervento, relativi ai due collegamenti previsti:

- A) Collegamento HVDC in cavo sottomarino da 1000 MW **SAPEL 2 (Fiumesanto – Montalto)**
- B) Collegamento HVAC 5F in linea aerea da 1000 MW **Selargius – Codrongianos**

Collegamento HVDC in cavo sottomarino Fiumesanto – Montalto

Il collegamento Fiumesanto - Montalto (SaPel 2) sarà costituito da una linea sottomarina in configurazione bipolare, in corrente continua a ± 500 kV con ritorno marino tramite elettrodo, avente potenza nominale 2 x 500 MW, con capacità di sovraccarico a 2 x 575 MW.

Il collegamento congiungerà una nuova stazione di conversione HVDC da localizzarsi, compatibilmente con le esigenze di natura ambientale e progettuale, in prossimità dell'esistente stazione di conversione di Fiumesanto (SaPel 1), alla nuova stazione di conversione di Montalto di Castro in sinergia con quanto previsto nel progetto HVDC Milano – Montalto.

Collegamento 220 kV Codrongianos – Sulcis – Selargius

La dorsale 220 kV Codrongianos – Sulcis – Selargius verrà rinnovata tramite la ricostruzione dei sostegni sul medesimo tracciato o in adiacenza, mantenendo la trasmissione in corrente alternata a 220 kV. Al fine di garantire una elevata capacità di trasporto e bassi campi magnetici, sarà implementata un'innovativa soluzione basata sull'impiego di sostegni a basso impatto elettromagnetico denominati "5 Fasi", che permetterà di raggiungere una capacità di trasporto di 1000 MW tra il sud ed il nord della Sardegna, nel rispetto dei limiti di legge riguardanti il campo magnetico.

⁵ Per maggiori informazioni sull'intervento in particolare sui risultati delle analisi costi – benefici si rimanda all'ultimo Piano di Sviluppo pubblicato da Terna consultabile al seguente [link](#).

5.4.3 Tipologia iter autorizzativo

Sulla base delle analisi condotte, i due collegamenti di cui si compone l'intervento saranno oggetto di due iter autorizzativi separati. Più nel dettaglio per:

A. il collegamento HVDC Fiumesanto – Montalto, si prevede:

- lo svolgimento del Dibattito Pubblico ai sensi del Codice Appalti;
- l'ottenimento del Decreto di Autorizzazione Unica ex D.L. 239/2003 e s.m.i..

B. il riammodernamento della dorsale 220 kV Codrongianos – Sulcis – Selargius si prevede:

- lo svolgimento del Dibattito Pubblico ai sensi del Codice Appalti;
- l'ottenimento del Decreto di Autorizzazione Unica ex D.L. 239/2003 e s.m.i..
- lo svolgimento della Valutazione di Impatto Ambientale ex D. Lgs. 152/2006 e s.m.i..

5.4.4 Stima dei costi preliminari la realizzazione dell'intervento

Per il progetto in questione verranno eseguite tutte le attività preliminari elencate nel paragrafo 3.1 (dalla a) studi ai fini della pianificazione dell'esigenza elettrica alla h) gestione del progetto). La stima complessiva dei costi per lo svolgimento delle attività preliminari corrisponde a circa il 2,3 – 2,7% dell'investimento stimato per la realizzazione dell'intervento.

5.5 Attività per lo sviluppo tecnologico e prototipazione

Il presente paragrafo illustra sinteticamente le attività che, al momento, sono state ipotizzate relativamente allo sviluppo delle tecnologie abilitanti gli interventi Hypergrid. Si tratta in particolare dello sviluppo degli interruttori in corrente continua⁶ (*DC circuit breaker* – DCCB) e delle linee aeree (HVDC ed in corrente alternata con sostegni 5F).

Per quanto riguarda lo sviluppo delle tecnologie *multi-vendor* e *multi-terminal* per reti HVDC, considerato lo stato prematuro delle stesse e dei progetti ad ora in corso (es. progetto InterOPERA), non è stato possibile ipotizzare un piano d'azione di sviluppo dedicato ai progetti Hypergrid; ulteriori approfondimenti saranno elaborati in parallelo alle attività preliminari dei progetti Hypergrid.

5.5.1 Sviluppo tecnologico delle linee aeree HVDC ed in corrente alternata con sostegni 5F

La realizzazione di linee aeree per i progetti Hypergrid richiederà l'utilizzo di **tecnologie innovative** sia nell'ambito delle opere in corrente alternata che in quello delle opere in corrente continua che rendono necessarie lo svolgimento di attività di calcolo, sviluppo, progettazione e prototipazione di:

- Linee aeree HVDC ± 500 kV: linee bipolari con ritorno metallico, finora mai realizzate in Europa, con caratteristiche di sostenibilità in termini di impatto ambientale, di campi elettromagnetici e rumore.
- Linee aeree 220 kV c.a. con sostegni a "5 Fasi": linee in c.a. ad alta caricabilità e basso campo magnetico, in grado di minimizzare il campo magnetico rispetto ad elettrodotti di tipo convenzionale, con caratteristiche di sostenibilità in termini di impatto ambientale e di rumore, mai realizzate finora a livello mondiale.

⁶ Al contempo, verranno effettuate analisi di sistema volte ad ottimizzare sia il numero degli interruttori in corrente continua sia il numero di stazioni di conversione in sinergia tra i progetti Hypergrid, in maniera tale da consentire una riduzione degli spazi impegnati e dei costi associati alle opere.

Le attività di calcolo e progettazione degli elettrodotti dovranno inoltre tenere conto dei vincoli antropici, ambientali e regolatori tipici del contesto italiano, estremamente stringenti se paragonati alla prassi tipicamente seguita nei paesi extra-europei in cui finora sono stati installati elettrodotti aerei HVDC a ± 500 kV.

Parte delle attività di validazione potranno essere svolte in laboratori esistenti, mentre è prevista la realizzazione di una postazione di prova e verifica delle prestazioni meccaniche dei sostegni stessi e la realizzazione di un campo prove, nel quale saranno realizzate campate sperimentali di linea, per la verifica delle caratteristiche elettriche ed ambientali (rumore, campo elettrico, densità di ioni, concentrazione di ozono, radio interferenza, tenuta degli isolamenti) delle linee ± 500 kV HVDC nelle condizioni ambientali e regolatorie Italiane.

Il campo prove consentirà inoltre di verificare le tecniche e le attrezzature per l'installazione dei fasci di conduttori previsti per le linee HVDC ± 500 kV. Per peso e tiro complessivo del fascio, essi rappresentano infatti un'applicazione unica a livello Europeo, necessitando di un coinvolgimento e adeguamento della filiera tecnologica di realizzazione ed installazione in sito.

Tali attività consentiranno la verifica delle scelte tecniche progettuali e della sostenibilità antropica ed ambientale delle linee HVDC e HVDC *ready* necessarie alla realizzazione del progetto Hypergrid.

5.5.2 Sviluppo tecnologico di interruttori HVDC, stazioni di conversione e di smistamento per funzionamento *multi-vendor* e multiterminale

L'obiettivo dei progetti Hypergrid è quello di garantire piena interoperabilità e sinergia tra la rete HVAC e i differenti progetti HVDC, prevedendo diversi tempi di realizzazione degli stessi con approccio modulare. Ciò sarà consentito ricorrendo a configurazioni di tipo multiterminale grazie all'utilizzo degli interruttori in corrente continua (DCCB).

Ad oggi in Europa, gli interruttori in corrente continua sono stati sperimentati - solo per livelli di tensioni fino a ± 320 kV- da un unico produttore europeo che ha effettuato prove su un prototipo in laboratorio.

Per la realizzazione del progetto Hypergrid sarà necessario lo sviluppo di interruttori per livelli di tensioni pari a ± 500 kV per cui, ad oggi, esistono a livello mondiale solo dei progetti pilota (installati in Cina) su cui non si hanno riscontri a livello operativo.

Da ciò consegue la necessità di avviare un'attività di sviluppo progettuale importante sugli interruttori in corrente continua a tensioni pari a ± 500 kV, attraverso uno lavoro congiunto con i fornitori, che includa anche la realizzazione di soluzioni prototipali da testare in laboratorio.

Si tratta di un approccio finalizzato a individuare la soluzione tecnologica più adatta a quelle che saranno le future esigenze in termini di interoperabilità e coordinamento funzionale del progetto Hypergrid.

Sintesi costi per attività preliminari

6

Il **costo complessivo** per lo svolgimento delle attività preliminari descritte nella presente istanza è **stimabile in circa il 2,5% – 2,9%** della stima complessiva prevista per la realizzazione degli interventi oggetto di istanza, di cui il 75% per attività riferibili ai singoli interventi oggetto di istanza e il rimanente 25% per le altre attività comuni ai progetti comunque necessarie e propedeutiche allo sviluppo delle tecnologie abilitanti il progetto Hypergrid.

La spesa complessiva si articola su un orizzonte pluriennale che può essere stimato in un intervallo variabile tra i 5 e 8 anni in base alla tipologia e alla durata dell'iter autorizzativo ipotizzato per ogni singolo intervento sulla base della normativa vigente e di circa 3 e 5 anni dall'inizio della progettazione alla conclusione dei test in laboratorio con riferimento alle attività comuni di sviluppo e prototipazione delle tecnologie abilitanti.

Su quest'ultimo aspetto si evidenzia il carattere fortemente innovativo e sfidante dell'iniziativa che è finalizzata a individuare soluzioni oggi non disponibili sul mercato (o che, se disponibili, non sono universalmente utilizzate o utilizzabili) e successivamente a sperimentarle, al fine di acquisire un bagaglio tecnico e informativo tale da essere all'avanguardia nella scelta e implementazione di tali soluzioni tecnologiche.

Sarà quindi necessario un significativo coinvolgimento di fornitori, università e centri di ricerca italiani e internazionali, che consentiranno, anche attraverso un costante lavoro di ricerca e formazione, lo sviluppo di competenze tecnologiche e centri di eccellenza.

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

