

Format per la raccolta delle osservazioni
sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2023 e documenti di accompagnamento

Società / Ente / Associazione / Organismo: **Elettricità Futura**

Spunto S1. Osservazioni sulle **modalità di predisposizione** dello schema di Piano di sviluppo, sul coinvolgimento degli *stakeholder* (inclusi i promotori di *merchant line* e organizzazioni non governative) da parte di Terna.

Osservazioni sulle **modalità di consultazione** dello schema di Piano di sviluppo da parte dell'Autorità e relativa sessione pubblica di presentazione e discussione.

Cogliamo l'occasione offerta da questa consultazione per evidenziare come il passaggio da una frequenza annuale ad una frequenza biennale di elaborazione del Piano di Sviluppo, da un lato offre sicuramente vantaggi in termini di processo di elaborazione da parte del TSO e condivisione con gli operatori, snellendo peraltro il processo di autorizzazione, ma dall'altro rischia di non "catturare" modifiche di contesto che potrebbero emergere con una frequenza maggiore rispetto a quella biennale (si consideri ad esempio l'incremento degli obiettivi rinnovabili, i fenomeni intervenuti tra un aggiornamento e il successivo, come ad esempio la tabella 3 Appendice - Interventi per la connessione alla RTN del documento "Evoluzione Rinnovabile e Interventi di Connessione" e il documento "Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti" delle aree Centro-Sud, Nord-Est e Nord-Ovest). Per ulteriori approfondimenti si rimanda allo spunto S2.

In generale, apprezziamo l'impegno di Terna finalizzato al costante miglioramento della quantità, qualità di informazioni e valutazioni presentate nel Piano. Come meglio evidenziato nei successivi spunti di consultazione, riteniamo comunque che alcuni aspetti complessivi possano essere maggiormente analizzati e dettagliati: ad esempio l'analisi costi benefici delle opere che costituiscono il progetto HyperGrid, andrebbe resa coerente con le modalità di presentazione delle istanze autorizzative delle singole opere. Per quanto, durante il seminario, Terna abbia indicato l'intenzione di avviare l'autorizzazione seguendo un "approccio di portfolio progettuale modulare", ha anche precisato che tale approccio potrebbe cambiare a valle degli studi di prefattibilità. Quindi, a titolo di esempio, se l'iter autorizzativo dell'HVDC Foggia-Forlì verrà, a valle degli studi di prefattibilità, avviato distintamente per le tre sezioni che lo caratterizzano (Foggia - Villanova, Villanova - Fano e Fano - Forlì), allo stesso modo sarebbe opportuno, per coerenza, avere un'analisi CBA per ognuna delle tre sezioni con iter avviato così da poter apprezzare l'impatto di ogni singola opera rispetto allo sviluppo modulare. Un altro esempio della necessità di maggiore analisi riguarda l'ambito della regolazione di tensione e in particolare il mancato incremento della potenza reattiva da dispositivi sia statici che dinamici, per i quali si rimanda allo spunto S7.

In merito al coordinamento con altri piani di sviluppo o documenti relativi allo sviluppo della rete elettrica, sarebbe opportuno rappresentare anche gli interventi riconducibili ai sistemi di Difesa del Sistema Elettrico (art. 11 della Convenzione annessa alla Concessione di trasmissione e dispacciamento) in modo da poter visualizzare nel Piano di Sviluppo l'intero insieme di interventi rilevanti programmati ed in corso di realizzazione

da parte di Terna sulla RTN; in tale ambito sarebbe opportuno indicare anche come si integrano gli interventi previsti nel Piano di Sviluppo con quelli inclusi nel Piano di Difesa. La mancanza di queste informazioni rappresenta infatti un gap conoscitivo rilevante per la pianificazione da parte degli operatori delle proprie attività.

Infine, riteniamo importante sottolineare che gli interventi che prevedano impatti sulla rete del DSO, prima di essere inseriti all'interno del PdS, devono necessariamente essere condivisi con lo stesso distributore, coinvolgendolo durante la predisposizione del Piano, attraverso un'attività di concertazione formale volta a valutarne l'effettiva realizzabilità in termini tecnici.

Spunto S2. Osservazioni sul **“Documento di descrizione degli scenari”** (di agosto 2022) predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas, sul capitolo 5 “Scenari” del **documento “Lo stato del sistema elettrico”** (pp. 78-91), sul **documento “Evoluzione rinnovabile e interventi di connessione”**, e sull'identificazione degli scenari a cui è applicata l'analisi costi benefici dello schema di Piano di sviluppo 2023.

Osservazioni riguardanti la correlazione e coerenza tra i documenti di scenario sopra richiamati e le ipotesi e gli scenari adottati a livello europeo (es. **scenari TYNDP di ENTSO-E e ENTSOG**) e a livello nazionale nel settore energetico.

Osservazioni sulla disponibilità e fruibilità dei **dati di scenario** (cfr. documenti suddetti e file zip/xls resi disponibili in sede di consultazione).

Secondo l'ultima bozza del DM Aree Idonee, a disposizione, la distribuzione geografica del nuovo installato FER in Italia sarebbe diversa rispetto a quella prospettata negli scenari illustrati nel DDS 2022. A fronte di ciò, nel Documento di Descrizione degli Scenari riterremmo necessaria una maggiore condivisione delle ipotesi e un maggior dettaglio nella caratterizzazione delle variabili: ripartizione zonale della produzione rinnovabile, ripartizione dell'import sulle varie frontiere, rendimento medio del parco termoelettrico, ecc. Si ritiene inoltre utile disporre del dettaglio dell'evoluzione delle variabili del sistema elettrico (ad es. domanda, capacità installata del parco di generazione, bilancio energia ecc.) con dettaglio annuale. Al fine di garantire una maggiore fruibilità dei dati si potrebbero prevedere soluzioni di visualizzazione interattiva (e.g. Power BI). Consideriamo importante che per la predisposizione dei futuri PdS Terna utilizzi gli scenari più aggiornati a disposizione di distribuzione della nuova potenza FER. Chiediamo inoltre che, nel caso di scenari diversi (come prima evidenziato) si evidenzi la diversa distribuzione della capacità di accumulo necessaria e di come essa impatterebbe sulle necessità di sviluppo/rafforzamento della RTN. Se possibile, chiediamo a Terna di fornire già da ora, integrando la documentazione sottoposta a consultazione, un'analisi sulla diversa localizzazione del fabbisogno di accumulo allineata alle prospettive di distribuzione geografica delle FER indicate nel DM Aree Idonee ed eventualmente anche gli impatti della stessa sulla RTN.

Apprezziamo lo sforzo profuso da Terna nella descrizione dell'evoluzione della capacità rinnovabile e degli interventi di connessione, su tutti la pubblicazione della nuova piattaforma “EConnexion” per la quale sarebbe opportuno disporre anche di informazioni relative agli andamenti degli iter di connessione dei sistemi di accumulo, predisponendo per queste ultime una frequenza di pubblicazione mensile anziché trimestrale.

I dati di scenario sono molto utili per poter effettuare le proprie valutazioni. Auspichiamo quindi che per i prossimi PdS il set informativo messo a disposizione degli operatori sia ancora più ricco e approfondito. A partire dal 2021, la pubblicazione del Piano di Sviluppo avviene con cadenza biennale. Contestualmente l'esigenza di adeguamento del framework regolatorio e/o l'aggiornamento di scenari di policy e/o ritardi nei tempi di sviluppo delle opere, determinano spesso significative discontinuità del contesto, creando un asincronismo rispetto alle ipotesi utilizzate nel Piano, rendendo superata la valutazione CBA (per esempio l'eventuale definizione dello scenario PNIEC o uno sviluppo differente di sistemi d'accumulo legato alla localizzazione delle FER). Per queste ragioni sarebbe opportuno che, negli anni in cui non è prevista la pubblicazione del Piano di Sviluppo (es. il 2024), il TSO possa pubblicare un fascicolo integrativo al Piano con una descrizione dei principali impatti che lo sviluppo regolatorio o gli scenari di policy aggiornati comportano sulla necessità di sviluppo rete (in particolare sensitivities sulle ACB condotte sui singoli interventi infrastrutturali); in tale ambito è necessario implementare quanto previsto dalla Delibera ARERA 015/2023 e dal cap. 10 del DCO 422/2022 in merito alla pubblicazione annuale delle schede di intervento, al fine di disporre di indicazioni sullo stato di avanzamento aggiornato delle varie opere incluse nel Piano di Sviluppo.

Nell'ambito dell'identificazione degli scenari a cui è applicata l'analisi costi benefici, si ritiene opportuno considerare anche i progetti di interconnessione "merchant line" in stato di sviluppo avanzato e per cui sono previste attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale, in linea con quanto applicato già per i progetti di interconnessione regolata. Per ulteriori approfondimenti rimandiamo allo Spunto S10.

Segnaliamo, che l'articolo 23 comma 5 del D.Lgs 210/2021 sugli obblighi inerenti alle funzioni e responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione in merito ai piani di sviluppo, stabilisce che i piani di sviluppo siano predisposti in coordinamento ed in coerenza con il piano di sviluppo del Gestore della rete di trasmissione nazionale. Ciò premesso, rinnoviamo l'esigenza del coinvolgimento del DSO fin dalle prime fasi per una definizione congiunta degli scenari che devono essere utilizzati per la redazione dei rispettivi PdS. Proponiamo altresì un maggiore dettaglio in termini di localizzazione, e con orizzonte temporale intermedio (quinquennale) oltre alla messa a disposizione dei distributori di una documentazione di dettaglio circa le previsioni elaborate dai suddetti scenari (ex. File excel).

Un'ultima osservazione riguarda il Mercato della Capacità: chiediamo a Terna di esplicitare con che criterio i nuovi progetti del PdS RTN potranno essere contabilizzati all'interno delle eventuali prossime aste del Mercato della Capacità per il calcolo del fabbisogno di capacità da approvvigionare.

Spunto S3. Osservazioni sul "**Documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici applicata al Piano di sviluppo 2023**", e sugli aggiornamenti delle stime di costo effettuate da Terna, anche in relazione ai recenti incrementi dei costi di realizzazione delle infrastrutture elettriche.

Come osservato anche nella consultazione pubblica sul PdS precedente, è necessaria una maggiore condivisione delle ipotesi e una più dettagliata quantificazione, soprattutto nella sintesi tabellare degli interventi, delle variabili utilizzate per la stima dei benefici dei diversi interventi oggetto del Piano di Sviluppo. Sarebbero utili più informazioni sulle ipotesi di ogni scenario e sui risultati parziali in modo tale da consentire agli operatori di ricostruire l'esatta quantificazione dei benefici per ciascuno scenario e anno orizzonte. In particolare, sulle ipotesi di scenario, ad integrazione di quanto già descritto nella risposta allo spunto S2, sarebbe utile fornire informazioni circa interazione tra rete di trasmissione e distribuzione sul mercato dei servizi e livello di partecipazione di impianti rinnovabili alla regolazione di sistema (considerata anche l'evoluzione tecnologica ipotizzata sui sistemi di elettronica di potenza associati e della diffusione di soluzioni impiantistiche ibride con sistemi di accumulo).

Mentre, rispetto ai risultati parziali che permettono la stima dei benefici riteniamo opportuno un maggior dettaglio relativamente alla produzione per fonte, alle quantità movimentate in MSD (anche in relazione alla riduzione registrata nel 2022, indicando se e in che misura se ne tenga conto ai fini dell'analisi costi benefici) ed impatto delle modifiche di mercato in essere (TERRE, PICASSO e approvvigionamento asimmetrico secondaria) e previste (MARI).

Sarebbe inoltre opportuno disporre di sensitivity rispetto allo scenario commodity considerato, ad esempio per valutare gli effetti di situazioni particolarmente tese in termini di costo o disponibilità di sourcing gas e litio.

Il documento metodologico dovrebbe includere informazioni puntuali e di dettaglio in merito ai costi di tutti gli elementi di sistema, inclusi dunque per esempio: FACTS, condensatori, DTR, PMU, ecc. Relativamente al costo dei compensatori sincroni, non è chiaro se, per ricostruire il costo complessivo di un'installazione si debbano sommare le voci di costo delle tabelle 11 e 12. Vista l'importanza e la dimensione dello sviluppo programmato per questi dispositivi, chiediamo che si inserisca una tabella specifica con il dettaglio di tutte le voci che caratterizzano il costo di un'installazione, per esempio: costo dispositivo, costo degli elementi di stazione, opere edili, volano (indicando chiaramente se già incluso nel costo del compensatore sincrono), ecc...

In merito al coordinamento con altri piani di sviluppo o documenti relativi allo sviluppo della rete elettrica, sarebbe opportuno rappresentare anche l'analisi costi/benefici degli interventi riconducibili ai sistemi di Difesa del Sistema Elettrico (art. 11 della Convenzione annessa alla Concessione di trasmissione e dispacciamento) in modo da poter visualizzare nel Piano di Sviluppo l'intero insieme di interventi rilevanti programmati ed in corso di realizzazione da parte di Terna sulla RTN. La mancanza di queste informazioni rappresenta infatti un gap conoscitivo rilevante per la pianificazione da parte degli operatori delle proprie attività.

Inoltre, non è chiaro come siano valorizzati i benefici nell'intervallo tra il secondo anno studio e la fine vita utile dell'impianto.

Spunto S4. Osservazioni sul **documento “Lo stato del sistema elettrico”** dello schema di Piano di sviluppo 2023 e in particolare sugli aspetti di:

- analisi del mercato elettrico (capitolo 3);
- qualità del servizio (sezione 4.2);
- sicurezza, stabilità e robustezza di sistema (sezione 4.3).

Osservazioni sulle esigenze di sviluppo del sistema elettrico, come identificate sia nello schema del Piano di sviluppo 2023, sia nel rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, edizione 2023.

Nell'ambito delle analisi del mercato elettrico, riteniamo opportuno reintegrare la rappresentazione degli avviamenti su MSD ex-ante/MB suddivisi per zone di mercato e per servizi (riserva, vincoli a rete integra, altri) riferiti agli ultimi 3 anni di consuntivo. Tale rappresentazione, presente nei Piani di Sviluppo fino al 2019 e assente nelle versioni 2020, 2021 e 2023, risulta infatti particolarmente utile nella lettura dei fenomeni caratterizzanti del Mercato dei Servizi.

Rispetto al tema della Mancata Produzione Eolica riteniamo che la sezione del piano dedicata debba essere ulteriormente ampliata con un'analisi aggiuntiva, per rapportare tra loro i dati relativi alla distribuzione per operatore (in termini, ad esempio, di numerosità o distribuzione percentuale degli ordini/energia modulata, garantendo la riservatezza degli operatori impattati). Inoltre, con particolare riferimento alle cause che determinano la MPE (figura 33), chiediamo di chiarire meglio le singole motivazioni che comportano tali azioni, disaggregando ulteriormente, laddove possibile, rispetto alle categorie definite nella suddetta figura. Ad esempio, con riferimento alla motivazione "Lavori di Manutenzione" ed "Esigenze di Sistema (Rete Non Integra)". Inoltre, risulta importante dettagliare se l'overgeneration derivi da un eccesso di fabbisogno residuo piuttosto che da una congestione di rete. In generale, un maggior grado di dettaglio sulla MPE appare dunque importante poiché il tema dell'overgeneration è centrale per lo sviluppo della capacità rinnovabile per il raggiungimento degli obiettivi degli scenari di riferimento.

Relativamente all'utilizzo delle unità interrompibili, riteniamo utile che, analogamente a quanto fatto per la MPE, siano fornite le informazioni sulle ore di attivazione, la potenza distaccata, le aree geografiche, le esigenze di sistema a cui esse rispondono (illustrando l'andamento delle serie storiche degli ultimi anni).

A proposito di Energia Non Fornita (ENF), sarebbe utile che nel paragrafo relativo alla continuità del servizio venisse rappresentato l'andamento dell'ENF con la serie storica degli ultimi cinque anni.

Sarebbe opportuno che il Piano contenesse, nella sezione dedicata alla descrizione dell'inversione di flusso delle singole cabine primarie, anche un dettaglio zonale.

Riteniamo utile integrare nel Piano un paragrafo, come già previsto nelle precedenti edizioni, che descriva la rendita da congestione tra le diverse zone di mercato (illustrando l'andamento degli ultimi 3 anni)

Qualora, per garantire la sicurezza, stabilità e robustezza del sistema elettrico, si rendesse necessaria l'installazione, a cura Terna, di sistemi di regolazione (reattori e/o STATCOM), è necessario coordinare e pianificare l'intervento con i distributori, tenendo in considerazione l'eventuale impatto degli interventi sugli impianti già esistenti sia a livello di esercizio che di manutenzione. Per quanto riguarda il coordinamento con i distributori, valgono le considerazioni riportate più avanti allo spunto S7. Inoltre, al fine di favorire la transizione energetica, riteniamo opportuno

valutare l'inserimento a Piano di Sviluppo di idonei interventi atti a risolvere le criticità evidenziate, anche in condizione di n-1, a prescindere dalle richieste di connessione di unità di consumo o di impianti di produzione.

Inoltre, rileviamo un massiccio piano di installazione di reattori/condensatori/statcom/compensatori sincroni per migliorare la gestione della tensione. Il tutto si inquadra ovviamente nell'ambito della gestione della risalita del reattivo e ad ogni modo nei rapporti con Terna se ne terrà conto. Con riferimento particolare alla installazione di reattori, segnaliamo che nella prima soluzione entrata recentemente in esercizio all'isola d'Elba, il reattore è collegato rigidamente in parallelo al cavo; ciò impedisce sostanzialmente l'esercizio del cavo senza reattore per cui qualsiasi guasto interno (o presunto tale) del reattore determina il fuori servizio di una linea e la necessità di intervento in campo (perdita di una via di alimentazione AT).

Segnaliamo che l'incremento notevole del numero di interventi per la sicurezza del Sistema Elettrico si tradurrà in notevoli operatività inerenti alle manovre AT.

L'analisi dei costi e dei volumi del MSD contiene molte più informazioni rispetto al passato, ma – a nostro parere - andrebbe integrata:

- con un dettaglio zonale dei prezzi MSD;*
- con un dettaglio zonale dei costi complessivi MSD e con un approfondimento ulteriore in merito alla componente “Altri servizi” (decisamente preponderante), eventualmente identificando ad esempio il contributo relativo alla regolazione terziaria di frequenza o alla regolazione di tensione;*
- con le evidenze del Mercato del Bilanciamento.*

Infine, pur comprendendo le difficoltà dovute alle molte variabili da considerare e alle ipotesi da formulare circa la loro evoluzione, riteniamo che Terna abbia le informazioni per poter stimare delle proiezioni sul futuro di breve termine (2-3 anni) sull'andamento dei mercati, proprio in funzione degli interventi sulla rete previsti e dell'evoluzione del mix di generazione (sviluppo, dismissione di capacità etc).

Il box di testo relativo al Capacity Market contiene molte informazioni utili per tracciare l'evoluzione del parco di generazione nazionale, tuttavia riteniamo utile che tali informazioni siano esplicitate con maggior chiarezza e riferite puntualmente agli anni futuri. Inoltre, riteniamo che le stesse informazioni debbano essere coerenti con le indicazioni contenute nei report di adeguatezza fino ad ora pubblicati. Da ultimo, occorre chiarire se il Piano di Sviluppo interiorizza l'esecuzione di ulteriori aste del Capacity Market rispetto a quelle già svolte, e se quindi tiene conto o meno degli scenari in cui parte della capacità venga dismessa per problemi legati al missing money, come evidenziato dall'ultimo report di adeguatezza.

In merito ai temi legati alla sicurezza, alla stabilità e alla robustezza della rete, preme segnalare un aspetto rilevante che riguarda l'installazione di compensatori sincroni in determinate aree territoriali per fornire il servizio di regolazione della tensione.

Come tutti i servizi offerti, anche quello di regolazione della tensione dovrebbe essere richiesto al mercato, specificando:

- la localizzazione delle criticità della rete;*
- il fabbisogno, in termini di quantità e tempistiche previste per la fornitura, senza specificare la tecnologia che dovrà essere utilizzata (sarà il*

mercato a indirizzare le scelte, in base alla remunerazione sottesa).

È bene rimarcare anche in questa occasione che al gestore di rete dovrebbe esser permesso sviluppare, gestire e detenere sistemi come quelli sopra elencati, o comunque infrastrutture per la fornitura di servizi di rete, solo qualora si dimostri un fallimento di mercato o per progetti innovativi

Spunto S5. Osservazioni sull'ammontare dei **costi stimati** per l'implementazione dello schema di Piano di sviluppo 2023 (21 miliardi di euro di investimenti nell'orizzonte temporale 2023-2032 e oltre 30 miliardi di euro per l'intero portafoglio di investimenti, anche oltre il 2032) e sugli impatti e benefici previsti (cfr. in particolare, **il documento “Benefici di sistema e analisi robustezza rete”** dello schema di Piano di sviluppo 2023).

Come anticipato nei nostri quesiti preliminari affrontati nel webinar pubblico del 2 ottobre, rispetto all'installazione di dispositivi E-FACT reiteriamo l'importanza che nelle prossimi edizioni del PdS si specifichino 1) la localizzazione e taglia dei dispositivi previsti, 2) maggiori dettagli su quali siano i benefici legati all'utilizzo di questo tipo di dispositivi in termini di fabbisogno di regolazione rapida di frequenza del sistema e di contributo di potenza reattiva e 3) un'indicazione dettagliata delle strutture di costo per gli investimenti in strumenti di rete (reattori, compensatori, STATCOM e e-FACTS).

Cogliamo l'occasione per esprimere il nostro apprezzamento sull'apertura fatta in occasione del webinar a una migliore pubblicazione di tali informazioni.

Spunto S6. Osservazioni sulle dorsali della nuova rete Hypergrid, presentata nel **documento “Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo”** dello schema di Piano di sviluppo 2023:

Id PdS	Nome Intervento	Investimento stimato [M€]
355-N	HVDC Milano-Montalto	2.675
356-N	Central Link	280
732-N	Dorsale Sarda: HVDC Fiumesanto – Montalto (SAPEI 2) e Sardinian Link	1.422
563/1-N	Dorsale Ionica - Tirrenica: HVDC Rossano-Montecorvino-Latina	2.724
563/2-N	Dorsale Ionica - Tirrenica: HVDC Ionian	1.410
447-N	Dorsale Adriatica: HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì	2.355

TOTALE	10.866
---------------	---------------

Osservazioni:

- sugli altri nuovi interventi dello schema di Piano di sviluppo 2023 proposti nel **documento “Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo”**;
- sulle proposte di variazione dell’ambito della RTN (sezione 1.2. del **documento “Stato del sistema elettrico”** dello schema di Piano di sviluppo 2023, pagine 10-11).

Come già anticipato nei nostri quesiti preliminari sullo schema di PdS, chiediamo che, ad integrazione della delibera 015/2023, siano indicate le stime sulle tempistiche per l’espletamento delle fasi 1 e 2 degli interventi del progetto Hypergrid (vedi punto 2 delle altre osservazioni). Inoltre, sarebbe utile una pubblicazione periodica degli stati di avanzamento delle opere. Su questo secondo aspetto sarebbe utile che Terna sviluppi un repository dati facilmente accessibile dagli stakeholder per aggiornare sullo stato di avanzamento di tutti gli interventi oggetto dei PdS RTN (si veda anche la risposta alla domanda S16).

A nostro avviso c’è il rischio che gli scenari elaborati da Terna e Snam nel DdS 2022 potrebbero non corrispondere a una piena e completa realizzazione ed entrata in esercizio delle macro-opere del progetto Hypergrid. Tenendo conto di quanto previsto nel DM FER X, a parità di sviluppo nella domanda e nella capacità di generazione potrebbe verificarsi una situazione di ritardi nella realizzazione di nuova capacità di trasmissione tra le zone di mercato. Ciò si ripercuoterebbe negativamente sul livello di adeguatezza del sistema elettrico italiano, a meno di garantire un livello adeguato di capacità di produzione termoelettrica a gas a supporto della penetrazione della nuova capacità di produzione FRNP, come peraltro evidenziato dal Rapporto di Adeguatezza 2022.

Spunto S7. Osservazioni sulle installazioni di nuovi dispositivi per il controllo della tensione e la gestione della potenza reattiva, quali reattori, condensatori, compensatori sincroni, STATCOM (sezione 4.3.1 su interventi per qualità, sicurezza e resilienza, in particolare pagine 245-246).

In linea generale l’installazione a cura Terna di STATCOM/reattori deve avvenire all’esterno del perimetro della Cabina Primaria o nelle immediate vicinanze. Resta comunque imprescindibile il coordinamento con i distributori in base alla soluzione di connessione proposta da Terna. Riteniamo altresì necessario che all’interno del Piano di Sviluppo sia compreso l’elenco completo di tutti gli interventi previsti, valutando preliminarmente la fattibilità con il gestore di rete impattato. In generale, si ribadisce la necessità di inserire ed aggiornare periodicamente la data prevista di ultimazione degli interventi.

Come espresso nelle risposte ai PdS precedenti, chiediamo che Terna fornisca indicazioni dettagliate delle strutture di costo e dei benefici tecnico-economici relativi agli investimenti in strumenti di rete, ovvero reattori, condensatori, compensatori sincroni, STATCOM e e-STATCOM. Inoltre, per la loro realizzazione richiediamo che Terna non precluda la possibilità di approvvigionarsi delle risorse necessarie dagli operatori

tramite contratti a termine di lungo periodo, siglati al termine di procedure concorsuali trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato. (vedere punto 1 in altre osservazioni).

Considerata la capacità di regolazione di tensione dei cavi HVDC di tipo VSC riteniamo di valore aggiunto che il TSO possa specificare in che misura ne tenga conto all'interno del Piano di Sviluppo. In particolare, sarebbe opportuno indicare per ogni opera HVDC di tipo VSC la relativa curva di capability considerata.

Con riferimento al servizio di regolazione della tensione fornito dagli operatori di mercato e alla mancata remunerazione del medesimo, in continuità con quanto già segnalato in sede di consultazione ARERA del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE, DCO 685/2022/R/eel), riteniamo opportuno evidenziare quanto segue. Il sistema elettrico, grazie agli obblighi di fornitura imposti agli impianti abilitati (cfr. Allegati A.14 ed A16 al CdR Terna), senza prevedere una esplicita remunerazione del servizio riceve un contributo fondamentale in termini di regolazione della tensione. Ciò consente di evitare il ricorso ad interventi altrimenti necessari per gestire i flussi di energia reattiva ed investimenti in nuovi dispositivi di regolazione), e di sostenere i relativi costi. Tale servizio costituisce dunque una esternalità positiva per il sistema. In questo senso l'Italia, come evidente anche da vari studi e benchmark (vedere ad esempio "Survey on ancillary services procurement, Balancing market design 2019, ENTSO-E – pag. 185) rappresenta una singolarità a livello europeo. L'assenza di una remunerazione esplicita, in Italia, per tale servizio determina una distorsione nel confronto competitivo nelle piattaforme europee di bilanciamento con le risorse di altri sistemi, le quali ricevono una remunerazione di questo tipo.

Chiediamo quindi che le unità produttive obbligate al servizio siano remunerate in funzione del servizio erogato e tenuto conto dei suddetti costi evitati. A tendere, sarebbe opportuno, anche in un'ottica di ottimizzazione del dispacciamento, introdurre delle offerte per la remunerazione unitaria dell'energia reattiva erogata. Come primo passo, suggeriamo di introdurre una remunerazione amministrata del valore assoluto dell'energia reattiva erogata e assorbita dagli impianti in esecuzione del servizio di regolazione di tensione tarata su un opportuno riferimento del costo di rete evitato. Inoltre, come più volte segnalato in altre occasioni, ed in linea con le previsioni europee di approvvigionamento di tale servizio tramite il mercato, chiediamo che l'approvvigionamento di nuovi compensatori sincroni da parte del gestore sia preceduto da procedure aperte per la fornitura del servizio tramite risorse alternative nella disponibilità degli operatori di mercato (mantenimento in esercizio o riconversione di unità esistenti, installazione di compensatori da parte degli operatori di mercato).

Analoghe riflessioni possono essere estese agli ulteriori servizi attualmente obbligatori e non remunerati (e.g. riaccensione, rifiuto di carico, black start, ecc.)

Spunto S8. Osservazioni sul **secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro**, codice 401-P, in relazione al quale il parere 335/2022/I/eel dell'Autorità (<https://www.arera.it/allegati/docs/22/335-22.pdf>) ha espresso contrarietà, e in particolare sul rapporto integrativo per l'HVDC reso disponibile per la consultazione dello schema di Piano di sviluppo 2023.

A differenza del PdS RTN 2021, la presente edizione del PdS non è corredata da un'analisi puntuale sugli scambi energetici ipotizzati per il medio-lungo periodo tra Italia e Montenegro (nel PdS 2021 si evidenziava infatti un incremento particolarmente elevato del transito in importazione

dall'area balcanica). In generale, come già espresso nella scorsa consultazione sul PdS 2021, riteniamo che la realizzazione del secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia e Montenegro sia un intervento a bassa priorità nei prossimi dieci anni.

Pertanto, considerato che l'intervento non rientrerà più tra gli sviluppi ad alta priorità, chiediamo che Terna integri il PdS 2023 con un'analisi sugli impatti degli scambi energetici attesi alla frontiera balcanica sul medio-lungo periodo

Spunto S9. Osservazioni sui progetti di interconnessione con l'estero alle frontiere settentrionali, con particolare riferimento alla posticipazione delle fasi realizzative:

Id Pds	Nome Intervento	E.E. PdS 23	E.E. PdS 21
167-P	Razionalizzazione Valchiavenna	2038	2030
200-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	2042	2028
204-P	Elettrodotto 220 kV Interconnessione Italia - Austria	2035	2030

Osservazioni specifiche in relazione al progetto di Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia, in relazione al quale il parere 335/2022/I/eel dell'Autorità (<https://www.arera.it/allegati/docs/22/335-22.pdf>) ha espresso contrarietà.

Relativamente al parere di ARERA sul progetto di Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia, si ritiene corretta l'osservazione di ARERA sulla non esigenza di effettuare significativi investimenti alla frontiera con la Slovenia (1000 MW) vista la capacità obiettivo totale 2023 di 400 MW e la realizzazione delle interconnessioni "merchant line" Redipuglia-Vrtojba e Dekani-Zaule (150 MW cad) prevista nel breve-medio termine.

Spunto S10. Osservazioni riguardanti i progetti di promotori diversi da Terna (c.d. **merchant lines**) e le relative informazioni messe a disposizione ai fini della consultazione.

In vista del seminario tenutosi lo scorso 2/10/23, era stato richiesto un chiarimento sul mancato inserimento del progetto Somplago-Wurmlach tra quelli riportati al cap. 4 del documento "Progetto Hypergrid Sviluppo infrastrutturale", come progetti inseriti nella Delibera di ARERA 674/2018/I/EEL. Durante il seminario è stato indicato che il progetto Somplago-Würmlach non è stato riportato al suddetto cap. 4 del documento

“Progetto Hypergrid Sviluppo infrastrutturale”, in quanto, al momento della predisposizione del Piano di Sviluppo Terna 2023, il progetto non risultava incluso nella V lista PCI.

Ringraziando per il chiarimento ricevuto, riteniamo sia opportuno inserire il progetto Somplago-Würmlach che, oltre ad essere richiamato nella citata Delibera 674/2018/I/EEL e nella seguente di pari oggetto del 2022 come prioritario e parte integrante del Piano di Sviluppo, ha ottenuto l’esonenzione ai sensi del 943/2019 nel 2023, è stato inserito nel Piano di sviluppo di APG ed è incluso nella VI lista PCI.

Relativamente alla osservazione, non analizzata durante il seminario, che i progetti indicati in Delibera ARERA non siano stati considerati parte integrante del Piano, riportiamo di seguito le indicazioni delle ultime Delibere dell’Autorità:

- *La Delibera 674/2018/I/EEL ARERA oltre ad “individuare come prioritari i progetti merchant lines che sono inclusi nella lista PCI 2017 o hanno già ricevuto un’esonenzione da disposizioni del Regolamento (CE) 714/2009”, delibera (al punto 3) “di considerare parte integrale e prioritaria del Piano decennale di sviluppo 2018 i seguenti progetti di promotori diversi da Terna:
a) PCI Verderio (IT) - Sils (CH);
b) PCI Somplago (IT) - Würmlach (AT);
c) interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI);
d) interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaule (IT);”*
- *La Delibera 335/2022/I/EEL ARERA, conferma (al punto 6) di considerare “parte integrale e prioritaria del Piano di sviluppo i seguenti progetti di promotori diversi da Terna:
a) PCI codice 2.14 Interconnessione fra Thusis/Sils (CH) e Verderio Inferiore (IT), attualmente denominata “Greenconnector”;
b) interconnessione Somplago (IT) - Würmlach (AT);
c) interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI);
d) interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaule (IT);”*

Alla luce di quanto riportato nelle Delibere, è opportuno considerare come parte integrante del Piano anche i progetti merchant line con la Slovenia e con l’Austria, considerato anche il fatto che i progetti sono in stato avanzato di sviluppo e le attività realizzative sono previste nell’orizzonte di Piano decennale. Nello specifico:

- *i progetti con la Slovenia “Dekani-Zaule” e “Redipuglia-Vrtojba” sono autorizzati, hanno ottenuto l’esonenzione ai sensi del 943/2019 e l’inizio costruzione è previsto per il 2025;*
- *il progetto “Somplago-Würmlach” ha ottenuto l’esonenzione ai sensi del 943/2019, è autorizzato in Italia, ha ottenuto l’autorizzazione per la parte in cavo in Austria, ha avviato la procedura per la realizzazione della nuova stazione in Austria in collaborazione con APG e l’inizio costruzione è previsto per il 2025.*

Durante il seminario è stato inoltre indicato che i progetti Merchant Line sono stati considerati ai fini delle Analisi Costi Benefici solo se autorizzati ed in fase di realizzazione. Come anticipato nello spunto S2, in linea con quanto applicato già per i progetti di interconnessione regolata, riteniamo opportuno considerare anche i progetti di interconnessione “merchant line” in stato di sviluppo avanzato e per cui sono previste attività realizzative nell’orizzonte di Piano decennale.

Alla luce di tutto quanto sopra riteniamo opportuno considerare come parte integrante del Piano ed ai fini l’analisi costi benefici, anche i progetti merchant line con la Slovenia “Dekani-Zaule” e “Redipuglia-Vrtojba” e con l’Austria “Somplago-Würmlach”.

Spunto S11. Osservazioni sui progetti di interconnessione con le isole minori, in relazione ai quali il parere 335/2022/I/eel dell’Autorità (<https://www.arera.it/allegati/docs/22/335-22.pdf>) ha espresso contrarietà:

- **interconnessione Isola del Giglio**, codice 354-P (p. 145 del documento “Avanzamento Nord Est”);
- **interconnessione Isola di Favignana**, codice 630-P (p. 238 del documento “Avanzamento Centro Sud”).

Ribadiamo che resti imprescindibile il coinvolgimento del distributore qualora siano necessari interventi sulla propria rete.

Spunto S12. Osservazioni sull’intervento **SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale**, codice 301-P (pagine 30-35 del documento “Avanzamento Nord Ovest”), in relazione al quale il parere 335/2022/I/eel dell’Autorità ha previsto specifiche condizioni e approfondimenti, per cui i costi di investimento attesi inizialmente a carico di Terna sono passati da 796 a 950 milioni di euro e sono soggetti ad ulteriori evoluzioni.

Nessuna osservazione.

Spunto S13. Osservazioni sull’intervento di **interconnessione Italia - Tunisia**, codice 601-I (pp.41-45 del documento “Avanzamento Centro Sud”), in relazione al quale il parere 335/2022/I/eel dell’Autorità ha previsto specifiche condizioni e approfondimenti, per cui i costi di investimento attesi lato Italia sono passati da 300 a 425 milioni di euro e per cui è stato previsto un contributo Connecting Europe Facility di circa 307 milioni di euro (rispetto a un costo totale atteso del progetto di 850 milioni di euro).

Esprimiamo la nostra preoccupazione riguardo i potenziali impatti negativi sulla gestione del dispacciamento in Sicilia derivanti dall’incremento della capacità di trasporto con la Tunisia. Considerando il forte sviluppo prospettato di impianti FER in Sicilia, c’è infatti il rischio che, se l’interconnessione non verrà gestita correttamente, il maggiore quantitativo di energia importato nella regione peggiorerebbe, piuttosto che migliorare, il livello delle congestioni della rete nell’isola (sull’elettrodotto Sorgente-Rizziconi e le dorsali verso il nord-Italia), piuttosto che ridurlo. Nell’ultima versione del DM Aree Idonee è indicato un obiettivo minimo di nuova potenza FER installata in Sicilia pari a 10 GW. Pur condividendo chela corretta gestione del dispacciamento elettrico nella zona sia di primaria importanza, riteniamo che la realizzazione dell’interconnessione dovrebbe essere subordinata alla realizzazione delle altre linee di connessione, Tyrrhenian Link in primis, progettate per ridurre o perlomeno attenuare il problema delle congestioni nell’isola.

Esprimiamo poi, la nostra perplessità in merito al dato di 4,6 TWh previsti in esportazione verso la Tunisia, flusso che presupporrebbe l'immissione di 525 MW baseload dal parco produttivo siciliano in export (senza considerare manutenzioni, malfunzionamenti e possibili interruzioni). Riteniamo che tale flusso non possa essere raggiunto con la sola produzione rinnovabile, se non attraverso un massiccio ricorso a sistemi di accumulo. Infine, un flusso in esportazione in misura pari a 4,6 TWh baseload (come riportato nel Documento di Descrizione degli Scenari 2022, Tabella 19), comporterebbe la sostanziale saturazione della capacità di trasporto del cavo (520MW su 600MW di capacità) per tutte le ore dell'anno, con inevitabili effetti sul livello di sicurezza delle rete elettrica siciliana, già caratterizzata da un livello di criticità del sistema elettrico per effetto di un limitato sviluppo della rete ad alta tensione e della dislocazione della capacità produttiva programmabile.

Spunto S14. Osservazioni sull'intervento di sviluppo **HVDC Italia-Grecia**, codice 554-P (pp. 36-40 del documento "Avanzamento Centro Sud"), in relazione al quale il parere 335/2022/I/eel dell'Autorità ha previsto specifiche condizioni e approfondimenti.

Nessuna osservazione.

Spunto S15. Osservazioni sugli interventi sulla rete nazionale:

- il collegamento **HVDC Centro Sud - Centro Nord**, codice 436-P (pp. 25-30 del documento "Avanzamento Centro-Sud"), in relazione al quale il Parere 335/2022/I/eel sullo schema di Piano di sviluppo 2021 ha raccomandato elevata priorità all'intervento.
- il collegamento **HVDC Continente – Sicilia – Sardegna**, denominato Tyrrhenian Link, codice 736-P (pp. 46-56 del documento "Avanzamento Centro Sud"), in relazione al quale il Parere 335/2022/I/eel sullo schema di Piano di sviluppo 2021 ha raccomandato elevata priorità al "Ramo Ovest" dell'intervento.

Come espresso nella risposta S13, ribadiamo che l'entrata in esercizio dell'interconnessione con la Tunisia dovrebbe essere subordinata alla completa entrata in esercizio del Tyrrhenian Link.

Considerata l'altissima importanza del Tyrrhenian Link nel percorso di sviluppo della capacità FER installata nel sud-Italia e della decarbonizzazione della Sardegna, riteniamo importante che Terna garantisca le tempistiche di realizzazione del collegamento e che aggiorni frequentemente gli operatori sullo stato di avanzamento dell'opera, in quanto ritardi avrebbero impatti significativi sui nuovi impianti FER progettati per entrare in esercizio nei prossimi anni.

Come sempre, ribadiamo l'importanza di un approccio sempre più cooperativo e intersettoriale con Snam per individuare le migliori soluzioni per la decarbonizzazione della Sardegna.

Spunto S16. Osservazioni sugli altri progetti dei precedenti piani di sviluppo dettagliati nei tre volumi "**Avanzamento dei Piani di sviluppo precedenti**" dello schema di Piano di sviluppo 2023, in particolare riguardo:

- la tracciabilità delle date previste di completamento delle opere, dei motivi di eventuali ritardi o posticipazioni volontarie di alcune opere;
- l'opportunità di una eventuale accelerazione o posticipazione di uno o più progetti;
- le interdipendenze con altri interventi previsti nel Piano.

Osservazioni sulla qualità e completezza delle **informazioni disponibili nelle schede intervento e nella sintesi tabellare** che accompagna lo schema di Piano di sviluppo 2023, nonché su possibili miglioramenti delle schede.

Considerando la pubblicazione dello stato di avanzamento della realizzazione delle opere e la suddivisione di quest'ultimo in 5 fasi (Pianificazione, Concertazione e/o Progettazione, Autorizzazione, Progettazione esecutiva e Realizzazione dell'opera), poiché tale livello di informazione è insufficiente a fornire un adeguato livello di trasparenza agli operatori, riteniamo necessario che le percentuali di avanzamento e le relative percentuali per fase fornite per singola opera vengano corredate da specifici commenti in cui si espliciti l'ultimo intervento autorizzativo/progettuale effettuato in merito all'opera stessa (per esempio, in fase di autorizzazione tra gli step rilevanti di cui fornire specifica potrebbero essere considerati: assoggettabilità a VIA, valutazione della commissione, esito VIA, inizio/conclusione Conferenza dei Servizi, pubblicazione del Decreto Autorizzativo).

Tali informazioni non dovrebbero essere riportate solo nei documenti di "Avanzamento dei Piani di sviluppo precedenti" ma anche all'interno la tabella 3 Appendice - Interventi per la connessione alla RTN del documento "Evoluzione Rinnovabile e Interventi di Connessione". Relativamente alla suddetta tabella 3, si ritiene necessario aggiungere l'informazione del gestore di riferimento della pratica di connessione.

In particolare, relativamente agli step autorizzativi, come già riportato nello spunto S6, sarebbe inoltre utile predisporre un repository unico di riferimento, caratterizzato da una terminologia standardizzata, in cui rappresentare l'insieme dei progetti in autorizzazione con dettaglio sia della fase autorizzativa in cui si trovano, che delle tempistiche previste per l'espletamento di tutte le fasi. Infatti, attualmente per ricostruire tali informazioni in modo compiuto gli operatori devono accedere a numerose e diverse fonti, caratterizzate da differenti livelli di dettaglio e terminologie disomogenee, il che comporta un ingente sforzo per riconciliare e collegare tra loro le diverse informazioni. Tale repository potrebbe indicare informazioni quali i riferimenti del capofila del tavolo tecnico e la nuova capacità disponibile in caso di nuova stazione elettrica

Al fine di aumentare la sinergia DSO-TSO, proponiamo l'inserimento delle date aggiornate di fine intervento corredate da quante più informazioni possibili (posticipazioni/ritardi ecc.) come aggiornamento di quanto eventualmente già comunicato nelle precedenti edizioni del PdS Terna. È inoltre auspicabile prevedere una accelerazione degli interventi previsti a PdS che vincolano la connessione delle nuove cabine primarie e/o il potenziamento di cabine primarie esistenti, nonché la connessione di unità di consumo e produzione.

Infine, ribadiamo che gli interventi che prevedano impatti sulla rete del DSO, prima di essere inseriti all'interno del PdS, devono necessariamente essere condivisi con lo stesso distributore attraverso un'attività di concertazione volta a valutarne l'effettiva realizzabilità in termini tecnici. È inoltre importante specificare l'interdipendenza con altri lavori presenti nel PdS nonché l'eventuale impatto in termini di opere di rete sulla rete di altri distributori.

Eventuali ulteriori osservazioni

Nr. progressivo	Osservazione¹	Documento	Paragrafo
1	<i>In termini generali si evidenzia che il Piano di Sviluppo dovrebbe tenere adeguatamente in conto le iniziative di sviluppo di “mercato”, piuttosto che privilegiare gli interventi “regolati” rispetto a queste ultime. Ciò vale in particolare per le iniziative di interconnessione merchant, alcune delle quali – come evidenziato nella risposta allo spunto S10 - non sono state integrate nel Piano di Sviluppo nonostante quanto indicato nel Parere dell’Autorità al Piano 2021. Analoghe riflessioni possono essere estese agli ulteriori asset funzionali all’integrazione delle rinnovabili, quali ad esempio i Sistemi di Accumulo, rispetto ai quali dovrebbe esser dato adeguato spazio alle iniziative sviluppate dagli operatori di mercato</i>		

¹ Specificare il documento a cui si riferisce ciascuna osservazione e, ove applicabile, il relativo paragrafo (o altro riferimento).

2	<p><i>Al fine di riuscire ad ottenere una migliore previsione dell'effettiva realizzazione nei tempi previsti da Terna delle opere HyperGrid e al fine di cogliere gli effettivi benefici dell'innovativo approccio modulare di autorizzazione delle opere suddette, sarebbe utile che ARERA fornisse alcune specifiche in merito a:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>a) modalità di selezione dei 3 progetti, rispetto ai 4 presentati nell'istanza Terna, relativi al biennio 2023-2024 e previsti per l'applicazione iniziale e sperimentale del nuovo approccio autorizzativo;</i> <i>b) sviluppo ed evoluzione dell'approccio a valle di un eventuale risultato positivo della sperimentazione;</i> <i>c) tempistiche previste per l'espletamento dell'autorizzazione rispettivamente della fase 1 (relativa a studi di prefattibilità, spese di project management, attività di concertazione autorizzativa, studi di fattibilità...) e della fase 2 (relativa ai costi di progettazione esecutiva e che, da quanto riferito da Terna nel seminario, ha inizio contestualmente alla data di avvio dei cantieri indicata da Terna stessa); tali informazioni sarebbero particolarmente utili per verificare l'effettiva velocizzazione e semplificazione del processo autorizzativo, derivanti dall'adozione dell'approccio modulare.</i> 	Delibera 015/23	
3	<p><i>All'interno dello S7 sicurezza il riferimento "la sezione 4.3.1 su interventi per qualità, e resilienza, in particolare pagine 245-246" è errato. Il riferimento esatto risulta essere alle pag.74-75 del documento Stato del sistema elettrico.</i></p>	Stato del sistema elettrico	Par.4.4.1. Tabelle 7-8-9
4	<p><i>Fino a metà 2019 Terna ha pubblicato nella sezione "<u>Notizie di esercizio</u>" degli aggiornamenti per informare gli operatori dell'entrata in esercizio di nuovi asset della RTN. Questa pratica oggi avviene molto più sporadicamente e solo con riferimento agli asset di maggiore rilievo. Auspichiamo che Terna ripristini questa attività, aggiornando periodicamente sullo stato di entrata in esercizio di nuovi asset della/sulla rete.</i></p>		