

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: AIGET - Associazione Italiana di Grossisti di Energia e Trader

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.

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 ENTSG) 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).

Accogliamo con favore l'utilizzo degli scenari elaborati a livello europeo da ENTSO-E in collaborazione con ENTSO-G per la predisposizione dei piani decennali di sviluppo delle reti elettriche e gas europee (TYNDP). Accogliamo inoltre positivamente la predisposizione in forma coordinata tra Terna e SNAM degli scenari di sviluppo comuni in ottica di un maggiore coordinamento tra lo sviluppo della rete di trasmissione elettrica e quella di trasporto del gas.

Sottolineeremmo tuttavia anche l'importanza e la necessità di un futuro aggiornamento degli scenari considerati che rispecchino le ultime evoluzioni degli obiettivi di politica energetica e ambientale nazionale (come per esempio l'aggiornamento del PNIEC, il DM Aree Idonee...).

Sarebbe in tal senso in particolare necessario fornire diverse ipotesi sulla distribuzione attesa su base zonale delle nuove FER, ipotesi che tengano conto non solo dei dati di sistema aggiornati (richieste di connessione/autorizzazioni) ma anche degli sviluppi normativi (come per esempio in tema di burden sharing tra le regioni), allineando di conseguenza anche il fabbisogno di capacità di accumulo.

Lo sviluppo infrastrutturale previsto da Terna nel Piano 2023 tiene conto infatti dello scenario congiunto Snam-Terna (2022), in cui la distribuzione zonale della nuova capacità FER è ipotizzata in linea con le richieste di connessione di rete e quindi molto più concentrata nelle regioni del

Mezzogiorno. Di contro, lo scenario propostoci dal PNIEC aggiornato/Burden Sharing (bozza DM Aree Idonee) ipotizzerebbe invece una diversa distribuzione territoriale della nuova capacità FER, che risulterebbe tra l'altro più equamente distribuita sul territorio nazionale.

Lo scenario utilizzato nel PdS implicherebbe quindi un fabbisogno potenzialmente maggiorato di capacità interzonale, rappresentando di conseguenza una valorizzazione eccessiva dei benefici degli interventi legati al progetto Hypergrid, se dovesse invece realizzarsi una ripartizione più equa dei nuovi impianti FER sul territorio nazionale.

Riterremmo pertanto necessario che Terna chiarisca come ed in che termini terrà conto dei nuovi indirizzi di politica energetica nella definizione degli sviluppi infrastrutturali, ad esempio integrando l'attuale piano con ulteriori analisi di sensitività. Più in particolare, in occasione del seminario di presentazione del 2 ottobre Terna ci ha sottolineato come una diversa ripartizione territoriale dei nuovi impianti FER avrebbe un impatto soprattutto in termini di fabbisogno di capacità di accumulo. Sarebbe quindi utile che Terna illustrasse l'evoluzione di tale fabbisogno e della ripartizione ottimale della capacità di accumulo alla luce di questo ulteriore scenario di evoluzione degli impianti FER.

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.

Il documento metodologico dovrebbe includere informazioni puntuali e di dettaglio in merito ai costi di tutti gli elementi di sistema, inclusi per esempio FACTS, condensatori, DTR, PMU... Allo stesso tempo, anche per rendere il report esaustivo e trasparente, riterremmo che questo debba contenere anche l'analisi costi/benefici dei dispositivi contenuti nel Piano di Difesa.

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.

Riterremmo necessario che all'interno della sezione “Analisi del mercato elettrico” Terna metta a disposizione ulteriori dettagli per quanto riguarda il Mercato dei Servizi di Dispacciamento, in quanto soggetto negli ultimi due anni a significative contrazioni di volumi delle selezioni effettuate sui mercati ex-ante ed in tempo reale. In merito riterremmo che vadano specificate in dettaglio anche nel PdS le azioni che hanno portato ad una tale riduzione. Inoltre, e sempre in relazione alla riduzione dei volumi movimentati su MSD registrata nel 2022, chiederemmo un chiarimento in merito alla discrepanza tra quanto indicatoci nella Delibera ARERA 367/2023/R/eel, dove vengono indicati per lo stesso anno un totale di volumi a salire su MSD pari a 5,5 TWh, rispetto ai 9 TWh rappresentati nel Piano di Sviluppo.

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).

In relazione al contributo incrementale di + 1,6 GW di capacità di transito dovuto ad interventi di tipo Capital Light, riterremmo che possa essere un valore aggiunto disporre di maggiore dettaglio in merito alle diverse tipologie di intervento e di una mappatura di questi ultimi.

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).

Gli scenari elaborati da Terna nell'ambito del DDS sembrerebbero ipotizzare uno sviluppo di capacità interzonale al 2030 corrispondente ad una completa realizzazione ed entrata in esercizio del progetto *Hypergrid* a quell'orizzonte. Il PdS 2023 prevedrebbe invece l'entrata in esercizio di

sezioni del progetto in periodi posteriori al 2030 (e fino al 2040). Si potrebbe quindi ipotizzare che, a parità di sviluppo della domanda e della capacità di generazione FER previsto nel DDS 2022, potrebbe verificarsi un ritardo nella realizzazione di nuova capacità di trasmissione tra le zone di mercato, che avrà certamente impatti sull'adeguatezza e la gestione in sicurezza del sistema elettrico, richiedendo la disponibilità di sufficiente capacità termoelettrica a gas a supporto della penetrazione della generazione rinnovabile non programmabile.

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).

Non concordiamo con l'attuale approccio Terna di mettere in atto interventi strutturali per servizi di rete (ad esempio, compensatori sincroni) che potrebbero, già ad oggi, esser forniti dagli operatori tramite mercato. In particolare facciamo riferimento alla fornitura di potenza reattiva, che attualmente è richiesta agli impianti di generazione con il servizio di regolazione secondaria di tensione, senza però prevedere un riconoscimento economico. Riteniamo pertanto necessario che in primo luogo venga riconosciuta un'adeguata remunerazione per l'erogazione del servizio di regolazione secondaria di tensione agli impianti che la forniscono.

In secondo luogo, in eventuale presenza di ulteriori esigenze di rete, prima di installare dispositivi per la fornitura di reattiva, Terna dovrebbe comunque prima aver già avviato (ed eventualmente concluso senza successo) una procedura di gara aperta, definendo il servizio e quantificandone il fabbisogno, proprio al fine di consentire agli operatori del mercato di esprimere la propria volontà di fornire con mezzi propri (esistenti o da sviluppare) servizi di rete, come appunto la regolazione di tensione. A tal fine Terna dovrebbe comunque prendere in considerazione la disponibilità, dovuta alla loro dismissione e al progressivo phase-out, di impianti termoelettrici che potrebbero essere resi disponibili al sistema per la fornitura di potenza reattiva – e di altri servizi come inerzia e contributo alla potenza di corto circuito – in assetto da compensatore sincrono, a seguito di alcuni interventi tecnici. Segnaliamo pertanto l'opportunità di considerare i potenziali benefici tecnico-economici derivanti dall'utilizzo di impianti "rigenerati" piuttosto che procedere con l'acquisto di nuove macchine.

Terna dovrebbe quindi intervenire direttamente con misure più specifiche e puntuali solo ed esclusivamente nel caso in cui le relative problematiche di rete dovessero persistere e le procedure di mercato non dovessero fornire risorse adeguate alla risoluzione delle criticità. Tale principio appare peraltro coerente con quanto già previsto dall'Autorità nella Deliberazione 675/2018/R/eel, con la quale l'Autorità stessa ha evidenziato che la soluzione preferibile per poter disporre di risorse per la regolazione di tensione in una specifica area critica (Brindisi) è rappresentata da una procedura concorsuale. In caso di contrattualizzazione, si riporta inoltre nella medesima Deliberazione, la durata del periodo contrattuale deve essere correlata da un lato alle esigenze sistemiche e dall'altro alla necessità di contenere i costi della misura riducendo i rischi per gli investitori.

In aggiunta sottolineiamo come la Direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia prevede all'articolo 40 proprio appunto che i gestori di rete acquisiscano i servizi ancillari secondo “ a) procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato; b) partecipazione di tutte le imprese elettriche qualificate e di tutti i partecipanti al mercato, inclusi i partecipanti al mercato che offrono energia da fonti rinnovabili, i partecipanti al mercato attivi nella gestione della domanda, i gestori di impianti di stoccaggio dell'energia e i partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione.”. Queste disposizioni si applicano anche alla fornitura di servizi ancillari non relativi alla frequenza a meno che il regolatore nazionale non valuti che la fornitura a mercato di questi servizi non sia economicamente efficiente e abbia quindi concesso una deroga. Il Decreto Legislativo 210/2021, attuativo della medesima Direttiva, all'articolo 22, comma 1, prevede infatti tra l'altro che “2-quater: *Il gestore della rete di trasmissione, previa approvazione da parte dell'ARERA, stabilisce, con una procedura trasparente e partecipativa*

che coinvolge gli utenti e i gestori del sistema di distribuzione dell'energia elettrica, le specifiche tecniche per i servizi ancillari non relativi alla frequenza e gli standard dei prodotti di mercato necessari per la fornitura di tali servizi. Le specifiche tecniche e gli standard così definiti assicurano la partecipazione effettiva e discriminatoria di tutti i partecipanti al mercato dell'energia elettrica.”.

Riteniamo pertanto fondamentale, come già sottolineato precedentemente, che Terna, congiuntamente ad ARERA, pubblichi uno studio dettagliato circa la necessità di nuovi interventi infrastrutturali, quali ad esempio reattori, compensatori sincroni e STATCOM funzionali alla regolazione di tensione nelle aree interessate da parte di operatori non regolati con asset esistenti o di nuova costruzione ed organizzi una procedura di gara aperta, solo il cui eventuale esito negativo potrebbe giustificare lo sviluppo di risorse proprie da parte di Terna per la fornitura di questi servizi. Oltre a ciò riteniamo necessario che Terna metta a disposizione maggiori informazioni circa gli interventi atti a ridurre i vincoli locali di tensione, fornendo un'adeguata analisi costi benefici per ciascun progetto proposto.

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.

Accogliamo il parere di contrarietà espresso dall'Autorità in relazione al progetto 401-P (“**secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia – Montenegro**”), avendo tra l'altro già segnalato, in risposta all'edizione precedente del PdS, che un potenziale elevato import di energia elettrica dall'area balcanica (come noto pesantemente caratterizzata da un parco di generazione con forte presenza di impianti a lignite) avrebbe rischiato di risultare incoerente con gli obiettivi di decarbonizzazione adottati in Italia e in UE.

Nel Piano di Sviluppo 2021, nella sezione 6 “Benefici per il Sistema”, erano stati analizzati gli scambi energetici nel medio/lungo periodo, e in particolare relativamente alla frontiera Nord Est e dai Balcani, vista l'economicità degli impianti di generazione a lignite presenti in diversi Paesi dell'Est Europa, al 2030 era atteso un incremento del transito di energia in import particolarmente elevato.

Nel piano di Sviluppo 2023, nel documento di analisi dei Benefici per il Sistema, non vi è alcuna sezione apposita che analizzi gli scambi energetici alle frontiere nel medio/lungo periodo.

Anche per i succitati motivi chiediamo quindi che Terna renda disponibile agli operatori un aggiornamento dell'analisi degli scambi energetici con gli stati esteri nel medio-lungo periodo, e in particolare alla frontiera Balcanica, tenendo conto dell'esclusione del progetto 401-P dagli interventi ad alta priorità.

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.

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.

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”).

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.

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).

Considerando lo sviluppo delle FER atteso nel Sud Italia e in Tunisia, ed anche al fine di evitare un aggravamento del già preoccupante livello di congestione della rete siciliana, dell'elettrodotto Sorgente – Rizziconi e delle dorsali verso il nord Italia, auspichiamo che l'entrata in esercizio del progetto 601-I sia chiaramente subordinata ad un'opera di implementazione della rete nell'Isola ed alla completa realizzazione del collegamento con il Continente (progetto Tyrrhenian Link).

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.

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.

Riteniamo che relativamente al Tyrrhenian Link il volume dell'investimento e il ruolo chiave che l'infrastruttura ricoprirà nella realizzazione, sia degli obiettivi nazionali di produzione da fonte rinnovabile, sia del processo di decarbonizzazione della Sardegna (phase-out degli impianti a carbone), impongano una grande attenzione e accuratezza dell'analisi costi-benefici. Trattandosi inoltre di un'infrastruttura essenziale per il processo di transizione energetica, e pur ben comprendendo la difficoltà per Terna di garantire le tempistiche di realizzazione previste, preme evidenziare come l'incertezza di tali tempistiche, e soprattutto i ritardi nella realizzazione, abbiano un impatto significativo sui progetti in nuova capacità rinnovabile da parte degli operatori.

Facciamo anche in tal senso presente che una sempre più stretta collaborazione con SNAM possa risultare preziosa per fornire tutti i particolari inerenti alle possibili evoluzioni che coinvolgeranno la Sardegna (come le opzioni di metanizzazione dell'isola).

Infine, ed in coerenza alla nostra previa risposta allo Spunto S13, precisiamo che l'entrata in esercizio dell'interconnessione Italia-Tunisia dovrebbe essere formalmente ed esplicitamente subordinata alla completa realizzazione del progetto Tyrrhenian Link (736-P).

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.

Eventuali ulteriori osservazioni

Nr. progressivo	Osservazione¹	Documento	Paragrafo
1			
2			
...			
...			
n			

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