

Format per la raccolta delle osservazioni
sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2025 e documenti di accompagnamento

Società / Ente / Associazione / Organismo: **AIGET**

Spunto S1. PROCESSO DI PREDISPOSIZIONE E CONSULTAZIONE DEL PIANO

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.

Esprimeremmo generale apprezzamento per le modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo, evidenziando tuttavia anche come, a differenza di quanto avvenuto per la versione precedente del Piano, la consultazione sia stata lanciata a ridosso della pubblicazione dello stesso da parte di Terna (e con all'interno della finestra di consultazione molteplici festività), riducendo di fatto le tempistiche utili per un'analisi approfondita dei documenti.

Spunto S2. SCENARI E RELATIVI DATI

Osservazioni sul "**Documento di descrizione degli scenari**" 2024 predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas, sul capitolo 5 "Gli scenari energetici" del **documento "Stato del sistema elettrico e scenari energetici"** e sull'identificazione degli scenari a cui è applicata l'analisi costi benefici dello schema di Piano di sviluppo 2025.

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).

Accoglieremmo 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), nonché 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.

In particolare riterremo che lo sviluppo dello Scenario PNIEC Slow riferito ai diversi anni di analisi (2030, 2035 e 2040) sia particolarmente di valore all'interno degli scenari del Piano. Tale approccio, che riguarda gli obiettivi climatici previsti per il 2030 con alcuni anni di ritardo, potrebbe essere in effetti quello più realistico, e pertanto dovrebbe essere sviluppato con maggiore dettaglio all'interno delle analisi. Per esempio, la Figura 54 (*Dettaglio evoluzione capacità eolica e solare (GW) e capacità accumuli al netto dei pompaggi esistenti (GWh) al 2030 nello scenario PNIEC POLICY 2030*) fa riferimento all'evoluzione zonale della capacità eolica/solare e degli accumuli solamente con riferimento allo scenario di policy. Riterremo in tal senso che tale analisi zonale debba esser ripetuta anche per lo scenario PNIEC Slow per dar evidenza degli impatti in termini di volumi e distribuzione territoriale delle FRNP e degli accumuli legati ad un eventuale ritardo nel raggiungimento degli obiettivi di policy. Inoltre, per quanto riguarderebbe il focus adeguatezza (pag 97 del documento “*Stato del sistema elettrico e scenari energetici*”), noteremo come questo non abbia di fatto subito modifiche rispetto alla versione presente nel Piano di Sviluppo 2023. Riterremo che il tema dell'adeguatezza, data anche la sua rilevanza per il sistema elettrico nel suo complesso, debba esser trattato più approfonditamente all'interno del Piano di Sviluppo. In particolare, dovrebbe essere garantita una più ampia integrazione tra il Rapporto Adeguatezza Italia ed il Piano di Sviluppo. A titolo di esempio, nel Rapporto Adeguatezza Italia 2024 (basato sui medesimi scenari del Piano di Sviluppo 2025) viene descritto l'impatto del rischio di dismissione degli impianti termoelettrici sull'adeguatezza. Tale analisi EVA svolta per gli anni orizzonte 2030 e 2035 mostra come la dismissione della capacità termoelettrica stimata come economicamente insostenibile (rispettivamente -20,7 e -23,6 GW) porrebbe il sistema in condizioni di forte inadeguatezza (oltre 100 ore annue di LOLE). Riterremo che tali informazioni debbano esser presentate con maggior rilievo all'interno del Piano di Sviluppo, evidenziando con chiarezza la necessità di meccanismi di supporto all'adeguatezza del sistema (Mercato della Capacità) negli anni di scenario analizzati. Infine, in merito alle osservazioni sull'identificazione degli scenari a cui è applicata l'analisi costi benefici, analizzando i benefici delle varie opere del Piano riscontreremo poca uniformità degli scenari utilizzati. Nonostante Terna nel “Documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici” dichiarò espressamente che “*Per gli interventi che presentano almeno un'opera principale autorizzata e che siano già stati oggetto dell'applicazione della presente metodologia, i risultati in termini di benefici, di IUS e VAN sono quelli presentati nel piano in cui è stato svolto l'ultimo aggiornamento dell'Analisi Costi Benefici*”, riterremo che la mancata uniformità degli scenari di riferimento e il mancato aggiornamento dei valori di alcune opere non permetta un equo confronto tra tutte le opere del Piano e che, soprattutto per opere molto rilevanti impattanti/impattate lo/dallo sviluppo attuale e futuro della rete, sia invece necessario effettuare sempre una nuova valutazione dei benefici e dei costi attesi a prescindere dall'avvenuta autorizzazione o meno delle opere stesse.

Spunto S3. METODOLOGIA DI ANALISI COSTI BENEFICI E IPOTESI APPLICATIVE

Osservazioni sul “**Documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici**”, e sugli aggiornamenti delle stime di costo effettuate da Terna, anche in relazione ai recenti incrementi dei costi di realizzazione delle infrastrutture elettriche.

Riterremo positivo l'aggiornamento del Documento Metodologico ma, come sottolineato in merito al Piano di Sviluppo precedente, riterremo che tale documento dovrebbe includere informazioni puntuali e di dettaglio relative ai costi di tutti gli elementi di sistema, inclusi per esempio FACTS, STATCOM, DTR, PMU... Inoltre per rendere il report esaustivo e trasparente riterremo che questo debba contenere anche l'analisi costi/benefici dei dispositivi contenuti nel Piano di Difesa.

Relativamente al costo dei compensatori sincroni non ci sarebbe invece 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, chiederemmo di inserire 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)...

Infine, sempre in merito alla trasparenza nell'elaborazione del Piano, vorremmo evidenziare come questo aspetto sia fondamentale per la valutazione delle analisi costi-benefici effettuate dal TSO sui progetti da lui stesso presentati. In questa circostanza sarebbe appunto di primaria importanza che gli investimenti di rete, con particolare riferimento all'adeguatezza ed alla robustezza, ma anche alla risoluzione delle congestioni, si basino su processi chiari e trasparenti, e che vengano presi in considerazione tutti i possibili contributi delle risorse già disponibili nel sistema e non solo delle infrastrutture che verranno sviluppate dal gestore di rete.

Spunto S4. STATO DEL SISTEMA E NECESSITÀ DI SVILUPPO

Osservazioni sul **documento “Stato del sistema elettrico e scenari energetici”** dello schema di Piano di sviluppo 2025 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 2025, sia nel rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, edizione 2025, disponibile sul sito di Terna (https://download.terna.it/terna/Terna_Rapporto_Identificazione_Capacita_Obiettivo_2025_8dd5a76773e5cf4.pdf).

Con riferimento al box di testo relativo al Capacity Market (pag 46) riterremo utile che questo venga esteso riportandovi maggiori informazioni, coerentemente con i contenuti dei report di adeguatezza fino ad ora pubblicati, in modo tale che il Piano di Sviluppo sia completo ed armonizzato con le altre pubblicazioni da parte di Terna (es. il RAI). In aggiunta occorrerebbe chiarire se il Piano di Sviluppo consideri l'esecuzione di ulteriori aste del Capacity Market rispetto a quelle già svolte/previste (periodo post 2028).

Inoltre, in ottica di una sempre maggiore trasparenza, riterremo possa rappresentare un valore aggiunto:

- Ampliare la sezione di Focus sulla MPRIN (che ha ormai sostituito la MPE ai sensi della Delibera 128/2025/R/efr di ARERA) con ulteriori elementi numerico-statistici che permettano di fornire una visione più completa e dettagliata sull'entità del fenomeno, idealmente fornendo un dettaglio dei GWh di energia ridotti distinti per tipologia di impianto, livello di tensione e zone di mercato;
- Introdurre una mappatura completa dei dispositivi di tensione ad oggi in esercizio.

Sarebbe infine opportuno rappresentare nel Piano anche gli interventi dei sistemi di Difesa del Sistema Elettrico per avere una visualizzazione d'insieme degli interventi rilevanti di Terna sulla RTN, indicando come gli interventi del Piano di Sviluppo si integrino con quelli del Piano di Difesa. La mancanza di queste informazioni rappresenta infatti un gap conoscitivo rilevante per la pianificazione da parte degli operatori delle proprie attività.

Spunto S9. INTERCONNESSIONI NEL CENTRO E NEL SUD DELL'ITALIA

Osservazioni sugli approfondimenti presentati da Terna a integrazione dello schema di Piano di sviluppo 2025

Osservazioni sull'intervento di sviluppo **HVDC Italia-Grecia**, codice 554-P.

Osservazioni sul **secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro**, codice 401-P.

Osservazioni sull'intervento di **interconnessione Italia - Tunisia**, codice 601-I.

In linea con quanto già riportato nella risposta alla consultazione relativa al PdS 2023, esprimeremmo la nostra preoccupazione sugli impatti dell'interconnessione Italia-Tunisia sulla gestione del dispacciamento in Sicilia, tenendo conto in particolare dello sviluppo delle FER atteso nel Sud Italia e in Tunisia. Il rischio connesso allo sviluppo di questa interconnessione potrebbe essere quello di aggravare il livello di congestione della rete siciliana, dell'elettrodotto Sorgente – Rizziconi e delle dorsali verso il nord Italia. Riterremo quindi che l'entrata in esercizio del progetto 601-I dovrebbe esser subordinata alla realizzazione delle altre linee di connessione che dovrebbero, se non risolvere, quantomeno attenuare il problema delle congestioni nell'Isola, ed alla completa realizzazione del collegamento con il Continente (progetto Tyrrhenian Link).

Format per la raccolta delle osservazioni
sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2025 e documenti di accompagnamento

Società / Ente / Associazione / Organismo: Edison SpA

Spunto S1. PROCESSO DI PREDISPOSIZIONE E CONSULTAZIONE DEL PIANO

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.

Edison esprime un generale apprezzamento per le modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo (PdS). Tuttavia, si evidenzia come, a differenza di quanto avvenuto per la versione precedente del Piano, la consultazione ARERA è stata lanciata a ridosso della pubblicazione dello stesso da parte di Terna e, inoltre, all'interno della finestra di consultazione ricadono diversi periodi di festività, riducendo di fatto le tempistiche per un'analisi approfondita dei documenti.

Spunto S2. SCENARI E RELATIVI DATI

Osservazioni sul “**Documento di descrizione degli scenari**” 2024 predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas, sul capitolo 5 “Gli scenari energetici” del **documento “Stato del sistema elettrico e scenari energetici”** e sull’identificazione degli scenari a cui è applicata l’analisi costi benefici dello schema di Piano di sviluppo 2025.

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).

Edison accoglie 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). Inoltre, si accoglie 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.

In particolare, Edison ritiene che lo sviluppo dello Scenario PNIEC Slow riferito ai diversi anni di analisi (2030, 2035 e 2040) sia particolarmente di valore all’interno degli scenari del Piano. Tale approccio, che riguarda gli obiettivi climatici previsti per il 2030 con alcuni anni di ritardo, potrebbe essere in effetti quello più realistico, e pertanto dovrebbe essere sviluppato con maggiore dettaglio all’interno delle analisi. Per esempio, la Figura 54 (*Dettaglio evoluzione capacità eolica e solare (GW) e capacità accumuli al netto dei pompaggi esistenti (GWh) al 2030 nello scenario PNIEC POLICY 2030*) fa riferimento all’evoluzione zonale della capacità eolica/solare e degli accumuli solamente con riferimento allo scenario di policy. Si ritiene che tale analisi zonale debba essere ripetuta anche per lo scenario PNIEC Slow per dare evidenza degli impatti in termini di volumi e distribuzione territoriale delle FRNP e degli accumuli legati ad un eventuale ritardo nel raggiungimento degli obiettivi di policy.

Inoltre, per quanto riguarda il focus adeguatezza (pag 97 del documento “*Stato del sistema elettrico e scenari energetici*”), si nota come questo non abbia di fatto subito modifiche rispetto alla versione presente nel Piano di Sviluppo 2023. Edison ritiene che il tema dell’adeguatezza, data la sua rilevanza per il sistema elettrico, debba essere trattato più approfonditamente all’interno del Piano di Sviluppo. In particolare, dovrebbe essere garantita una più ampia integrazione tra il Rapporto Adeguatezza Italia ed il Piano di Sviluppo.

A titolo di esempio, nel Rapporto Adeguatezza Italia 2024 (basato sui medesimi scenari del Piano di Sviluppo 2025) viene descritto l’impatto del rischio di dismissione degli impianti termoelettrici sull’adeguatezza. Tale analisi EVA svolta per gli anni orizzonte 2030 e 2035 mostra come la dismissione della capacità termoelettrica stimata come economicamente insostenibile (rispettivamente -20,7 e -23,6 GW) porrebbe il sistema in condizioni di forte inadeguatezza (oltre 100 ore annue di LOLE).

Edison ritiene che tali informazioni debbano essere presentate con maggior rilievo all’interno del Piano di Sviluppo, evidenziando con chiarezza la necessità di meccanismi di supporto all’adeguatezza del sistema (Mercato della Capacità) negli anni di scenario analizzati.

Infine, in merito alle osservazioni sull’identificazione degli scenari a cui è applicata l’analisi costi benefici, analizzando i benefici delle varie opere del Piano, si riscontra poca uniformità degli scenari utilizzati. Nonostante Terna nel “Documento metodologico per l’applicazione dell’analisi costi benefici” dichiarare espressamente che “*Per gli interventi che presentano almeno un’opera principale autorizzata e che siano già stati oggetto dell’applicazione della presente metodologia, i risultati in termini di benefici, di IUS e VAN sono quelli presentati nel piano in cui è stato svolto l’ultimo aggiornamento dell’Analisi Costi Benefici*”, si ritiene che la mancata uniformità degli scenari di riferimento e il mancato aggiornamento dei valori di alcune opere non permetta un equo confronto tra tutte le opere del Piano e che, soprattutto per opere molto rilevanti impattanti/impattate lo/dallo sviluppo attuale e futuro della rete, sia invece necessario effettuare sempre una nuova valutazione dei benefici e dei costi attesi a prescindere dall’avvenuta autorizzazione o meno delle opere stesse.

Spunto S3. METODOLOGIA DI ANALISI COSTI BENEFICI E IPOTESI APPLICATIVE

Osservazioni sul “**Documento metodologico per l’applicazione dell’analisi costi benefici**”, e sugli aggiornamenti delle stime di costo effettuate da Terna, anche in relazione ai recenti incrementi dei costi di realizzazione delle infrastrutture elettriche.

Edison ritiene positivo l’aggiornamento del Documento Metodologico. Tuttavia, come sottolineato in merito al Piano di Sviluppo precedente, si ritiene che tale documento dovrebbe includere informazioni puntuali e di dettaglio relative ai costi di tutti gli elementi di sistema, inclusi, per esempio, FACTS, STATCOM, DTR, PMU, ecc. Inoltre, per rendere il report esaustivo e trasparente, si ritiene questo debba contenere anche l’analisi costi/benefici dei dispositivi contenuti nel Piano di Difesa.

Inoltre, 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, si richiede di inserire 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.

Infine, sempre in merito alla trasparenza nell’elaborazione del Piano, Edison vuole evidenziare come questo aspetto sia fondamentale per la valutazione delle analisi costi-benefici effettuate dal TSO sui progetti da lui stesso presentati. In questa circostanza, è appunto di primaria importanza che gli investimenti di rete, con particolare riferimento all’adeguatezza ed alla robustezza, ma anche alla risoluzione delle congestioni, si basino su processi chiari e trasparenti, e che vengano presi in considerazione tutti i possibili contributi delle risorse già disponibili nel sistema e non solo delle infrastrutture che verranno sviluppate dal gestore di rete.

Spunto S4. STATO DEL SISTEMA E NECESSITÀ DI SVILUPPO

Osservazioni sul documento “Stato del sistema elettrico e scenari energetici” dello schema di Piano di sviluppo 2025 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 2025, sia nel rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, edizione 2025, disponibile sul sito di Terna (https://download.terna.it/terna/Terna_Rapporto_Identificazione_Capacita_Obiettivo_2025_8dd5a76773e5cf4.pdf).

Con riferimento al box di testo relativo al Capacity Market (pag 46), riteniamo utile che questo venga esteso riportandovi maggiori informazioni, coerentemente con i contenuti dei report di adeguatezza fino ad ora pubblicati, in modo tale che il Piano di Sviluppo sia completo ed armonizzato con le altre pubblicazioni da parte di Terna (es. il RAI).

In aggiunta, occorre chiarire se il Piano di Sviluppo consideri l'esecuzione di ulteriori aste del Capacity Market rispetto a quelle già svolte/previste (periodo post 2028).

Inoltre, in ottica di una sempre maggiore trasparenza, riteniamo possa rappresentare un valore aggiunto:

- Ampliare la sezione di Focus sulla MPRIN (che ha ormai sostituito la MPE ai sensi della Delibera 128/2025/R/efr di ARERA) con ulteriori elementi numerico-statistici che permettano di fornire una visione più completa e dettagliata sull'entità del fenomeno, idealmente fornendo un dettaglio dei GWh di energia ridotti distinti per tipologia di impianto, livello di tensione e zone di mercato;
- Introdurre una mappatura completa dei dispositivi di tensione ad oggi in esercizio.

Infine, sarebbe opportuno rappresentare nel Piano anche gli interventi dei sistemi di Difesa del Sistema Elettrico per avere una visualizzazione d'insieme degli interventi rilevanti di Terna sulla RTN, indicando come gli interventi del Piano di Sviluppo si integrano con quelli del Piano di Difesa. La mancanza di queste informazioni rappresenta infatti un gap conoscitivo rilevante per la pianificazione da parte degli operatori delle proprie attività.

Spunto S5. COSTI, BENEFICI, IMPATTI DELL'INTERO PIANO

Osservazioni sull'ammontare dei **costi stimati** per l'implementazione dello schema di Piano di sviluppo 2025 (23 miliardi di euro di investimenti nell'orizzonte temporale 2025-2034 e oltre 40 miliardi di euro per l'intero portafoglio di investimenti, anche oltre il 2034) e sugli impatti e benefici previsti (cfr. in particolare, **il documento "Benefici di sistema e analisi robustezza rete"** dello schema di Piano di sviluppo).

Nessuna osservazione

Spunto S6. DORSALI HYPERGRID

Osservazioni sulle dorsali denominate Hypergrid, presentata nel Piano di Sviluppo e in dettagli **nei documenti "Avanzamento piani di sviluppo precedenti"**.

Nessuna osservazione

Spunto S7. ALTRI INTERVENTI PER L'INCREMENTO DI CAPACITÀ DI TRASPORTO

Osservazioni sugli interventi e gli incrementi attesi di capacità di trasporto tra zone interne, come sintetizzati nel **documento “Benefici di sistema e analisi robustezza rete”**.

Nessuna osservazione

Spunto S8. NUOVI INTERVENTI DI SVILUPPO

Osservazioni:

- sugli interventi di incremento di capacità di trasporto intrazonale proposti nel **documento “Esigenze di sviluppo i nuovi progetti”** sulla base dell’approccio descritto nel **documento “Programmazione territoriale efficiente e interventi di connessione”**
- sugli altri nuovi interventi dello schema di Piano di sviluppo 2025 proposti nel **documento “Esigenze di sviluppo i nuovi progetti”**.
- sulle proposte di variazione dell’ambito della RTN (sezione 1.2. del **documento “Stato del sistema elettrico e scenari energetici”**, pagine 14-15).

Nessuna osservazione

Spunto S9. INTERCONNESSIONI NEL CENTRO E NEL SUD DELL'ITALIA

Osservazioni sugli approfondimenti presentati da Terna a integrazione dello schema di Piano di sviluppo 2025

Osservazioni sull'intervento di sviluppo **HVDC Italia-Grecia**, codice 554-P.

Osservazioni sul **secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro**, codice 401-P.

Osservazioni sull'intervento di **interconnessione Italia - Tunisia**, codice 601-I.

In linea con quanto riportato nella risposta alla consultazione relativa al PdS 2023, Edison esprime la propria preoccupazione rispetto agli impatti dell'interconnessione Italia-Tunisia sulla gestione del dispacciamento in Sicilia, tenendo conto in particolare dello sviluppo delle FER atteso nel Sud Italia e in Tunisia. Il rischio connesso allo sviluppo di questa interconnessione potrebbe essere quello di aggravare il livello di congestione della rete siciliana, dell'elettrodotto Sorgente – Rizziconi e delle dorsali verso il nord Italia.

Edison ritiene quindi che l'entrata in esercizio del progetto 601-I dovrebbe essere subordinata alla realizzazione delle altre linee di connessione che dovrebbero se non risolvere, quantomeno attenuare il problema delle congestioni nell'Isola, ed alla completa realizzazione del collegamento con il Continente (progetto Tyrrhenian Link).

Spunto S10. INTERCONNESSIONI NEL NORD DELL'ITALIA

Osservazioni sui progetti di interconnessione con l'estero alle frontiere settentrionali.

Osservazioni specifiche in relazione all'assenza di progetti di incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera durante l'orizzonte decennale di piano.

Osservazioni specifiche in relazione all'assenza di progetti di incremento della capacità di interconnessione con la Francia.

Nessuna osservazione

Spunto S11. PROGETTI DI PROMOTORI TERZI

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

Nessuna osservazione

Spunto S12. AVANZAMENTO DEGLI INTERVENTI

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 2025, 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, nonché su possibili miglioramenti delle schede.

Nessuna osservazione

Format per la raccolta delle osservazioni
sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2025 e documenti di accompagnamento

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

Spunto S1. PROCESSO DI PREDISPOSIZIONE E CONSULTAZIONE DEL PIANO

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.

Esprimiamo un generale apprezzamento per le modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo (PdS). Tuttavia, si evidenzia come, a differenza di quanto avvenuto per la versione precedente del Piano, la consultazione ARERA è stata lanciata a ridosso della pubblicazione dello stesso da parte di Terna e, inoltre all'interno della finestra di consultazione ricadono diversi periodi di festività, riducendo di fatto le tempistiche per un'analisi approfondita dei documenti.

Apprezziamo anche 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, come, a titolo di esempio, le ipotesi alla base della quantificazione e distribuzione numerica delle nuove microzone o approfondimenti sull'avanzamento delle varie fasi di avanzamento delle opere con particolare focus sul processo autorizzativo (in modo da poter apprezzare gli effettivi benefici delle semplificazioni e accelerazioni autorizzative messe in atto negli ultimi anni).

Inoltre, l'analisi costi benefici delle opere che costituiscono il progetto HyperGrid andrebbe resa coerente con l'esito delle istanze per l'autorizzazione modulare in 2 fasi: a titolo di esempio, considerando che per la 'Dorsale Sarda' il tratto del Sardinian Link è l'unico per cui è stato approvato il riconoscimento delle spese preliminari e per cui si potrà avviare effettivamente l'autorizzazione, sarebbe opportuno, per coerenza, avere un'analisi CBA distinta per il tratto del Sardinian Link con iter avviato e una per il resto della Dorsale Sarda. In questo modo, gli operatori potranno apprezzare l'impatto di ogni singola opera rispetto allo sviluppo modulare.

In merito a temi di trasparenza e alla messa a disposizione dei portali pubblici (quali il portale TERRA), apprezziamo lo sforzo messo in atto dal TSO e la consapevolezza manifestata da parte del gestore stesso circa la necessità di fornire una fotografia dello stato attuale della rete rilevante e delle attività di sviluppo e connessione previste finalizzate al perseguimento degli obiettivi di efficienza sia di sistema sia per i singoli proponenti. Si segnalano ad ogni modo alcuni potenziali necessari miglioramenti.

In particolare, si ribadisce l'importanza di rendere disponibili informazioni concernenti le richieste di connessione di data center e progetti di cold ironing e si auspica che Terna possa completare in tempi brevi le proprie valutazioni sull'eventualità e la modalità di inserimento di tali informazioni su portali pubblici. Inoltre, in ottica di una sempre maggiore trasparenza, riteniamo possa rappresentare un valore aggiunto la pubblicazione di una mappatura completa dei dispositivi di tensione ad oggi in esercizio.

Sarebbe inoltre opportuno rappresentare nel Piano anche gli interventi dei sistemi di Difesa del Sistema Elettrico per avere una visualizzazione d'insieme degli interventi rilevanti di Terna sulla RTN indicando come gli interventi del Piano di Sviluppo si integrano con quelli del Piano di Difesa.

In linea generale, qualora gli interventi a Piano di Sviluppo prevedano impatti sugli asset dei DSO, è necessario il coinvolgimento di questi ultimi fin dalla prima fase di pianificazione degli interventi, attraverso un'attività di concertazione formale volta a valutare l'effettiva realizzabilità in termini tecnici. In subordine, qualora non fosse possibile una concertazione preventiva, è necessario che nel Piano di Sviluppo venga chiaramente riportata la necessità di coinvolgere i DSO per confermare la fattibilità di tali interventi.

Spunto S2. SCENARI E RELATIVI DATI

Osservazioni sul "**Documento di descrizione degli scenari**" 2024 predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas, sul capitolo 5 "Gli scenari energetici" del **documento "Stato del sistema elettrico e scenari energetici"** e sull'identificazione degli scenari a cui è applicata l'analisi costi benefici dello schema di Piano di sviluppo 2025.

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).

Elettricità Futura accoglie 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). Inoltre, si accoglie 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.

In particolare, riteniamo che lo sviluppo dello Scenario PNIEC Slow riferito ai diversi anni di analisi (2030, 2035 e 2040) sia particolarmente di valore all'interno degli scenari del Piano. Tale approccio, che riguarda gli obiettivi climatici previsti per il 2030 con alcuni anni di ritardo, potrebbe essere in effetti quello più realistico, e pertanto dovrebbe essere sviluppato con maggiore dettaglio all'interno delle analisi. Per esempio, la Figura 54 (*Dettaglio evoluzione capacità eolica e solare (GW) e capacità accumuli al netto dei pompaggi esistenti (GWh) al 2030 nello scenario PNIEC POLICY 2030*) fa riferimento all'evoluzione zonale della capacità eolica/solare e degli accumuli solamente con riferimento allo scenario di policy. Si ritiene che tale analisi zonale debba essere ripetuta anche per lo scenario PNIEC Slow per dare evidenza degli impatti in termini di volumi e distribuzione territoriale delle FRNP e degli accumuli legati ad un eventuale ritardo nel raggiungimento degli obiettivi di policy.

Inoltre, per quanto riguarda il focus adeguatezza (pag 97 del documento “*Stato del sistema elettrico e scenari energetici*”), si nota come questo non abbia di fatto subito modifiche rispetto alla versione presente nel Piano di Sviluppo 2023. Elettricità Futura ritiene che il tema dell'adeguatezza, data la sua rilevanza per il sistema elettrico, debba essere trattato più approfonditamente e con più trasparenza all'interno del Piano di Sviluppo.

In particolare, dovrebbe essere garantita una più ampia integrazione tra il Rapporto Adeguatezza Italia ed il Piano di Sviluppo stesso. A titolo di esempio, nel Rapporto Adeguatezza Italia 2024 (basato sui medesimi scenari del Piano di Sviluppo 2025) viene descritto l'impatto del rischio di dismissione degli impianti termoelettrici sull'adeguatezza. Tale analisi EVA svolta per gli anni orizzonte 2030 e 2035 mostra come la dismissione della capacità termoelettrica stimata come economicamente insostenibile (rispettivamente -20,7 e -23,6 GW) porrebbe il sistema in condizioni di forte inadeguatezza (oltre 100 ore annue di LOLE). Elettricità Futura ritiene che tali informazioni debbano essere presentate con maggior rilievo all'interno del Piano di Sviluppo, evidenziando con chiarezza la necessità di meccanismi di supporto all'adeguatezza del sistema (Mercato della Capacità) negli anni di scenario analizzati.

Tenendo peraltro conto dei recenti eventi nella penisola iberica, si ritiene che anche il paragrafo 1.6 (ed in particolare il grafico 13: Margine minimo di adeguatezza 2013-2023) debba essere allineato al Rapporto di Adeguatezza Italia 2024 (anche se con valori provvisori per l'ultimo anno utile) e possa essere integrato con informazioni aggiuntive, come ad esempio i valori del margine minimo ritenuto sufficiente da Terna nel periodo considerato.

Riteniamo poi che possa essere un valore aggiunto considerare, all'interno degli scenari di simulazione, in particolare di medio-lungo periodo, anche ciò che Terna, durante il webinar del 26/04/25 ha definito “flessibilità delle risorse distribuite esplicita”. Infatti, una volta messa a punto la Metodologia per l'analisi delle esigenze di flessibilità da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di distribuzione, prevista dal Regolamento UE 1747/2024 di riforma del Market Design, e completata anche a livello nazionale la definizione della regolazione riguardante l'utilizzo della “flessibilità distribuita”, attuativa del Network Code Europeo sulla Demand Response in corso di approvazione, è presumibile che possano progressivamente assumere rilevanza i servizi forniti ai TSO e DSO da risorse sinora non abilitate. Pertanto per poter considerare affidabili le valutazioni e le analisi non si potranno certamente utilizzare scenari che non considerino tutte le risorse distribuite rilevanti nella loro totalità e non solo quelle erogate in forma “implicita”.

In merito alle osservazioni sull'identificazione degli scenari a cui è applicata l'analisi costi benefici, analizzando i benefici delle varie opere del Piano, si riscontra una poca uniformità degli scenari utilizzati. Nonostante Terna nel "Documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici" dichiarò espressamente che "Per gli interventi che presentano almeno un'opera principale autorizzata e che siano già stati oggetto dell'applicazione della presente metodologia, i risultati in termini di benefici, di IUS e VAN sono quelli presentati nel piano in cui è stato svolto l'ultimo aggiornamento dell'Analisi Costi Benefici", riteniamo per l'appunto che la mancata uniformità degli scenari di riferimento e il mancato aggiornamento dei valori di alcune opere non permetta un equo confronto tra tutte le opere del Piano e che, soprattutto per opere molto rilevanti impattanti/impattate lo/dallo sviluppo attuale e futuro della rete, sia invece necessario effettuare sempre una nuova valutazione dei benefici e dei costi attesi a prescindere dall'avvenuta autorizzazione o meno delle opere stesse.

Relativamente al Documento di Descrizione degli Scenari si ritiene 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. Infine, auspichiamo un maggior scambio informativo e un'integrazione maggiore dei DSO nella fase di redazione del DDS, attraverso un loro coinvolgimento sin dai primi stadi di stesura del documento, al fine di integrare le considerazioni dei distributori, che vedono sempre maggiori richieste di connessione e che quindi possono fornire informazioni fondamentali per la redazione del Documento di Descrizione degli Scenari.

In riferimento sempre all'identificazione degli scenari, nel "Documento di descrizione degli scenari" viene riportata la necessità di far riferimento alla Delibera 627/2016/R/eel, nello specifico alle prospettive di interconnessione e delle richieste di interconnessione mediante interconnector e mediante merchant lines (Capitolo 7). Inoltre, si fa riferimento al fatto che "*per la modellizzazione della capacità di scambio tra Paesi esteri si considerano i valori forniti direttamente dai vari TSO esteri in ambito degli scenari ENTSOs*". Dai documenti non risulta chiaro se negli scenari sono stati considerati anche i progetti di interconnessione "merchant line", in particolar modo quelli in stato di sviluppo avanzato e per cui sono previste attività di realizzative nell'orizzonte di Piano decennale, in linea con quanto applicato per i progetti di interconnessione regolata e per quelli Interconnector ex L. 99/09. Quanto sopra, tenuto conto che i progetti ex L.99/09 sono a tutti gli effetti "merchant line" soggette alla medesima normativa degli altri progetti merchant non inseriti tra quelli ex L.99/09 e che gli scenari ENTSO utilizzati per l'analisi, includono i suddetti progetti "merchant line", che dovrebbero essere pertanto inclusi anche a garanzia di una coerenza di scenario. Viceversa, qualora i progetti di interconnessione "merchant line" siano inclusi in tutto o in parte negli scenari e nell'analisi costi benefici, sarebbe utile avere un dettaglio di quali progetti e per quale capacità si sia tenuto conto nello scenario.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda allo Spunto S5.

Qui di seguito alcune ultime considerazioni puntuali:

1. Relativamente al DDS 2024, in particolare al Capitolo 7 "SCENARI DEL SISTEMA ELETTRICO", par."7.2.1 Scenario PNIEC Policy 2030", il Documento di Descrizione degli Scenari riporta la ripartizione dell'obiettivo nazionale di potenza, per fotovoltaico ed eolico, aggregato per Area di Mercato.

Al fine di consentire una più facile comprensione dell'impatto sui singoli territori e fornire ai distributori un dettaglio coerente per l'ottimizzazione dei propri scenari, si ritiene necessaria la stessa ripartizione delle fonti di produzione prevista (e.g FV Utility, FV Distribuito, etc) anche con un dettaglio geografico più approfondito, almeno regionale.

2. Relativamente al dettaglio di potenza del FV Utility, si ritiene opportuno riportare uno spaccato della quota DSO e TSO, per le ragioni di cui al punto 1.
3. Relativamente al dettaglio di Capacità energetica accumulati al 2030 e incremento accumulati al 2030, oltre al dettaglio "Small Scale", "Utility Scale" e "Aste CM", si ritiene opportuno riportare uno spaccato della quota BT, MT e AT, per le ragioni di cui al punto 1.
4. Relativamente agli obiettivi riportati all'interno del Capitolo 7 "SCENARI DEL SISTEMA ELETTRICO", par."7.2.1 Scenario PNIEC Policy 2030", ed in particolare ai target delle fonti FER riportati, andrebbe chiarito se gli stessi siano da ritenersi come indicazioni vincolanti o semplicemente indicativi del valor minimo necessario per raggiungere gli obiettivi nazionali del PNIEC e del Decreto Aree Idonee.

Spunto S3. METODOLOGIA DI ANALISI COSTI BENEFICI E IPOTESI APPLICATIVE

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

Riteniamo positivo l'aggiornamento del Documento Metodologico, perché l'analisi costi/benefici è un documento ad alto valore aggiunto per lo schema di Piano. Proponiamo però che, auspicabilmente integrando l'attuale schema di PdS o perlomeno per l'elaborazione delle prossime edizioni del PdS Terna nel Documento metodologico, Terna:

- (come già sottolineato in merito alla consultazione sul Piano di Sviluppo 2023), includa le informazioni puntuali e di dettaglio relative ai costi di tutti gli elementi di sistema, inclusi, per esempio, FACTS, STATCOM, DTR, PMU, ecc. Inoltre, per rendere il report esaustivo e trasparente, si ritiene questo debba contenere anche l'analisi costi/benefici dei dispositivi contenuti nel Piano di Difesa (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.
- Relativamente al costo dei compensatori sincroni, vista l'importanza e la dimensione dello sviluppo programmato per questi ultimi dispositivi, si richiede di inserire una tabella specifica con il dettaglio di tutte le voci che caratterizzano il costo di un'installazione, per ad esempio: costo dispositivo, costo degli elementi di stazione, opere edili, volano (indicando chiaramente se già incluso nel costo del compensatore sincrono), ecc...
- assicuri una maggiore condivisione delle ipotesi ed una più dettagliata quantificazione delle variabili utilizzate per la stima dei benefici. Per esempio, sarebbe opportuno disporre di una maggiore quantità di informazioni sia sulle ipotesi di ogni scenario che sui risultati parziali che permettono la stima dei benefici su ogni anno orizzonte. In particolare, rispetto al primo punto, 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; mentre, rispetto al secondo punto, si

ritiene opportuno un maggior dettaglio relativamente a produzione per fonte, quantità movimentate in MSD (anche in relazione alla continua e crescente riduzione di movimentazioni MSD registrata negli ultimi anni).

Sempre in merito alla trasparenza nell'elaborazione del Piano, evidenziamo come questo aspetto sia fondamentale per la valutazione delle analisi costi-benefici effettuate dal TSO sui progetti da lui stesso presentati. In questa circostanza, è appunto di primaria importanza che gli investimenti di rete, con particolare riferimento all'adeguatezza ed alla robustezza, ma anche alla risoluzione delle congestioni, si basino su processi chiari e trasparenti, e che vengano presi in considerazione tutti i possibili contributi delle risorse già disponibili nel sistema e non solo delle infrastrutture che verranno sviluppate dal gestore di rete.

Come già riportato allo spunto S2, non condividiamo l'ipotesi per cui viene previsto che *“Per gli interventi che presentano almeno un'opera principale autorizzata e che siano già stati oggetto dell'applicazione della presente metodologia, i risultati in termini di benefici, di IUS e VAN sono quelli presentati nel piano in cui è stato svolto l'ultimo aggiornamento dell'Analisi Costi Benefici”* e non riteniamo che sia conforme a quanto indicato dalla delibera 15/2023/R/EEL *“AGGIORNAMENTO DEI REQUISITI MINIMI PER IL PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE DELL'ENERGIA ELETTRICA”* e dal suo allegato e dalla successiva delibera 392/2024/R/COM *“DISPOSIZIONI IN MATERIA DI SCENARI DEI PIANI DI SVILUPPO DELLE RETI ENERGETICHE”*.

Sarebbe poi stato opportuno che Terna avesse recepito e implementato le nuove linee guida europee sulla CBA 4.0 - del resto già pubblicate da ENTSO-E a febbraio 2023 quando la predisposizione del Piano attualmente in consultazione non era ancora iniziata. Sebbene tali linee guida non siano vincolanti e non comportino particolari obblighi attuativi dal punto di vista regolatorio, e nonostante la versione definitiva della CBA 4.0 sia stata approvata solo a marzo 2024 da ACER e dalla Commissione Europea, si ritiene che la metodologia basata sulla CBA 2.0 sia alquanto obsoleta e poco armonizzata a livello europeo. Terna avrebbe almeno potuto implementare la versione 3.0, pubblicata nel 2019 e approvata nel 2020.

Entrando invece nel merito di osservazioni specifiche sugli incrementi di costo e dei valori di IUS, si segnalano alcune criticità per alcune opere rilevanti:

- A seguito della variazione del progetto dell'opera *“DORSALE ADRIATICA: HVDC FOGGIA – FORLÌ”* rileviamo un forte incremento dei costi rispetto al precedente progetto presentato nel Piano di Sviluppo 2023 a cui, però, non corrisponde una variazione dello IUS. Inoltre, non è possibile effettuare un confronto con un'opera simile quale l'*“Adriatic Link”* in quanto quest'ultima non ha recepito un aggiornamento dello scenario per il calcolo dei benefici economici. Alla luce di ciò si richiederebbero maggiori chiarimenti sui razionali alla base dell'incremento dei benefici economici stimati per l'opera.
- Analizzando i benefici dell'opera *“Central Link”* rileviamo un incremento dei valori di IUS totale rispetto al Piano di Sviluppo 2023 unicamente considerando gli scenari di late transition. Infatti, negli scenari di policy si riscontra una considerevole contrazione dello IUS in controtendenza a quanto detto in precedenza. Alla luce di ciò si richiederebbero maggiori chiarimenti sui razionali alla base di queste variazioni rispetto al Piano di Sviluppo 2023.

Spunto S4. STATO DEL SISTEMA E NECESSITÀ DI SVILUPPO

Osservazioni sul **documento “Stato del sistema elettrico e scenari energetici”** dello schema di Piano di sviluppo 2025 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 2025, sia nel rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, edizione 2025, disponibile sul sito di Terna (https://download.terna.it/terna/Terna_Rapporto_Identificazione_Capacita_Obiettivo_2025_8dd5a76773e5cf4.pdf).

Con riferimento al box di testo relativo al Capacity Market (pag 46), riteniamo utile che questo venga esteso riportandovi maggiori informazioni, coerentemente con i contenuti dei report di adeguatezza fino ad ora pubblicati, in modo tale che il Piano di Sviluppo sia completo ed armonizzato con le altre pubblicazioni da parte di Terna (es. il RAI).

Da ultimo, occorre chiarire se il Piano di Sviluppo consideri l'esecuzione di ulteriori aste del Capacity Market rispetto a quelle già svolte/previste (periodo post 2028).

Sempre in ottica di consentire il più alto dettaglio informativo possibile agli stakeholder, invitiamo a Terna a proseguire nell'attività di aggiornamento delle modalità di messa a disposizione delle informazioni in suo possesso prevedendo nuove soluzioni per garantire una disclosure sempre maggiore delle risorse movimentate e approvvigionate dal TSO ai fini del bilanciamento del sistema elettrico, anche prevedendo una sezione dedicata nel Portale Dati (così da rendere l'informazione pubblica e costantemente aggiornata) e anche nella prossima edizione del Piano di Sviluppo (nel documento sullo Stato del sistema elettrico). In particolare:

- Nell'ambito delle analisi del mercato elettrico, è 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 recenti, risulta infatti particolarmente utile nella lettura dei fenomeni caratterizzanti del Mercato dei Servizi.
- Alla luce del nuovo servizio di modulazione straordinaria introdotto dal TIDE come servizio di ultima istanza, sarebbe in generale auspicabile che Terna possa fornire nel prossimo Piano di Sviluppo maggiori dettagli su tutte le tipologie di modulazione per garantire la maggiore trasparenza possibile sui casi in cui tale servizio, di natura emergenziale, viene effettivamente attivato e sulle cause per cui l'attivazione di tale servizio è ritenuta necessaria.
- Proponiamo di ampliare la sezione di Focus sulla MPRIN (che ha ormai sostituito la MPE ai sensi della Delibera 128/2025/R/efr di ARERA) con ulteriori elementi numerico-statistici che permettano di fornire una visione più completa e dettagliata sull'entità del fenomeno, idealmente fornendo un dettaglio dei GWh di energia ridotti distinti per tipologia di impianto, livello di tensione e zone di mercato. Riteniamo che la sezione del piano dedicata debba essere ulteriormente ampliata anche con un'analisi aggiuntiva, per rapportare tra loro i dati quali la distribuzione per operatore (in termini, ad esempio, di numerosità o distribuzione percentuale degli ordini/energia

modulata, garantendo la riservatezza degli operatori impattati). Un maggior grado di dettaglio sulla modulazione straordinaria a scendere appare importante poiché il tema dell'overgeneration è centrale per lo sviluppo della capacità rinnovabile per il raggiungimento degli obiettivi degli scenari di riferimento.

Riguardo le installazioni di nuovi dispositivi di compensazione della potenza reattiva, illustrate al paragrafo 4.3 “Sicurezza, stabilità e robustezza del sistema elettrico” del documento “Stato del Sistema Elettrico e Scenari energetici” del Piano di Sviluppo di Terna 2025, sarebbe utile evidenziare, nel quadro complessivo delle iniziative per la regolazione della tensione dei nodi della RTN, anche le sinergie tra TSO e DSO in particolare per la compensazione della potenza reattiva scambiata tra le reti di distribuzione e la RTN.

Al riguardo, ricordiamo il piano di e-distribuzione, redatto sulla base dei provvedimenti regolatori di ARERA, che prevede l'attivazione di 16 reattori negli anni 2026-2027 nelle sette aree omogenee individuate come prioritarie da Terna nello studio effettuato con il supporto del Politecnico di Milano, per un importo totale pari a 40,7 Mln.

Sarà quindi importante proseguire nella concertazione e sinergia tra TSO e DSO:

- salvaguardando l'interesse generale dei soggetti concessionari del servizio di trasmissione e di distribuzione a pianificare interventi solo laddove si possano riscontrare degli effettivi benefici (si cita all'opposto l'esempio delle aree bianche, in cui l'installazione di reattori potrebbe portare ad una sovracompensazione di assorbimento del reattivo che necessiterebbe la disattivazione dei reattori stessi onde evitare, in alcuni casi, fenomeni di collasso di tensione);
- promuovendo un chiarimento regolatorio in merito alle modalità di applicazione del sistema di corrispettivi relativi alla potenza reattiva scambiata tra le reti di distribuzione e la RTN, previsti nella regolazione vigente, per assicurare che l'indirizzo degli investimenti tenga conto dell'interesse generale suddetto;
- prevedendo, a valle della definizione da parte di Terna di eventuali ulteriori esigenze puntuali di intervento che potrebbero riguardare solo una parte delle altre aree omogenee non già oggetto di intervento, la possibilità di ulteriori piano di investimenti dei DSO.

Spunto S5. COSTI, BENEFICI, IMPATTI DELL'INTERO PIANO

Osservazioni sull'ammontare dei **costi stimati** per l'implementazione dello schema di Piano di sviluppo 2025 (23 miliardi di euro di investimenti nell'orizzonte temporale 2025-2034 e oltre 40 miliardi di euro per l'intero portafoglio di investimenti, anche oltre il 2034) e sugli impatti e benefici previsti (cfr. in particolare, **il documento “Benefici di sistema e analisi robustezza rete”** dello schema di Piano di sviluppo).

Considerato che il Piano dovrebbe riportare, esplicitandoli, i costi in capo al TSO, poniamo l'attenzione sul fatto che in accordo alle varie Delibere e Pareri di ARERA sui PdS già a partire dalle precedenti versioni (es. Delibera di ARERA 674/2018/I/EEL, Delibera 335/2022/I/EEL, Parere 14 gennaio 2025 n. 4/2025/I/EEL) i seguenti progetti “merchant line” sono stati indicati dal regolatore come parte integrante e prioritaria del PdS:

- a. Interconnessione fra Thusis/Sils (CH) e Verderio Inferiore (IT), attualmente denominata “Greenconnector”;

- b. PCI codice 2.4 interconnessione Somplago (IT) -Wurmlach (AT);
- c. interconnessione AC 110-132 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI);
- d. interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaule (IT).

Gli stessi progetti risultano essere parte del TYNDP e, quindi, degli scenari ENTSO utilizzati anche come riferimento delle analisi del PdS in oggetto.

Alla luce di quanto sopra, riteniamo debba essere garantita coerenza nel PdS con l'esplicitazione dei seguenti progetti come parte integrante del PdS, includendo la relativa capacità nei documenti di scenario e di analisi costi – benefici.

Quanto sopra è valido con particolare riferimento ai 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'esenzione ai sensi del 943/2019 e l'inizio costruzione è previsto per Q4 2025;
- il progetto “Somplago-Würmlach” ha ottenuto l'esenzione 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 Q4 2025.
- Tutti e tre i progetti sono inseriti nel PNRR Missione 7, I6.

Con riferimento specifico ai costi, potrebbe essere evidenziato in una sezione “ad hoc” quanta parte dei costi a Piano sia riconducibile a progetti di Terna e/o regolati e quanta a progetti Merchant, inclusi quelli di cui alla L.99/09. In particolar modo, qualora fossero inseriti nelle analisi la capacità ed i costi dei progetti ex L. 99/09 anche per la parte “merchant”, a maggior ragione si ritiene corretto ed opportuno l'inserimento nelle analisi anche della capacità, dei costi e benefici degli altri progetti “merchant”.

Spunto S6. DORSALI HYPERGRID

Osservazioni sulle dorsali denominate Hypergrid, presentata nel Piano di Sviluppo e in dettagli **nei documenti “Avanzamento piani di sviluppo precedenti”**.

Come già anticipato al precedente spunto S3, rileviamo alcune incongruenze relative all'analisi dei benefici delle opere DORSALE ADRIATICA: HVDC FOGGIA – FORLÌ e CENTRAL LINK:

- A seguito della variazione del progetto dell'opera “DORSALE ADRIATICA: HVDC FOGGIA – FORLÌ” rileviamo un forte incremento dei costi rispetto al precedente progetto presentato nel Piano di Sviluppo 2023 a cui, però, non corrisponde una variazione dello IUS. Inoltre, non è possibile effettuare un confronto con un'opera simile quale l'“Adriatic Link” in quanto quest'ultima non ha recepito un aggiornamento dello scenario per il calcolo dei benefici economici. Alla luce di ciò sarebbe utile integrare il documento con maggiori chiarimenti sui razionali alla base dell'incremento dei benefici economici stimati per l'opera.

- Analizzando i benefici dell'opera "Central Link" rileviamo un incremento dei valori di IUS totale rispetto al Piano di Sviluppo 2023 unicamente considerando gli scenari di late transition. Infatti, negli scenari di policy rileviamo una considerevole contrazione dello IUS in controtendenza a quanto detto in precedenza. Alla luce di ciò si richiederebbero maggiori chiarimenti sui razionali alla base di queste variazioni rispetto al Piano di Sviluppo 2023.

Spunto S7. ALTRI INTERVENTI PER L'INCREMENTO DI CAPACITÀ DI TRASPORTO

Osservazioni sugli interventi e gli incrementi attesi di capacità di trasporto tra zone interne, come sintetizzati nel **documento "Benefici di sistema e analisi robustezza rete"**.

Data la previsione di ingresso del primo ramo est del Tyrrhenian Link (fonte documento "Aggiornamento dell'analisi costi benefici del collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna (723-P)" redatto a giugno 2024) e dell'anno di completamento delle stazioni di conversione HVDC Continente-Sicilia (2028), riteniamo opportuno confermare che l'ingresso del primo cavo non impatterà sui limiti di transito tra le zone già dal 2027.

Spunto S8. NUOVI INTERVENTI DI SVILUPPO

Osservazioni:

- sugli interventi di incremento di capacità di trasporto intrazonale proposti nel **documento "Esigenze di sviluppo i nuovi progetti"** sulla base dell'approccio descritto nel **documento "Programmazione territoriale efficiente e interventi di connessione"**
- sugli altri nuovi interventi dello schema di Piano di sviluppo 2025 proposti nel **documento "Esigenze di sviluppo i nuovi progetti"**.
- sulle proposte di variazione dell'ambito della RTN (sezione 1.2. del **documento "Stato del sistema elettrico e scenari energetici"**, pagine 14-15).

Il tema della saturazione virtuale delle reti, sia di trasmissione che di distribuzione, è a oggi un ostacolo tra i più rilevanti allo sviluppo di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile da parte di operatori solidi. Come Elettricità Futura infatti nel 2024 abbiamo avanzato delle possibili proposte di intervento presentandole sia a Terna che ad altri interlocutori (MASE e ARERA). Proprio in questi giorni si è poi tenuta la consultazione del MASE sulla proposta di norma contenente le misure individuate dal Ministero per risolvere il problema nel prossimo futuro.

Approfittando dell'occasione consentita da questa consultazione per discutere del tema, riportiamo alcune nostre considerazioni generali trasmesse al MASE sulla proposta di norma e anche dei commenti sul documento "Programmazione territoriale efficiente e interventi di connessione".

In generale riteniamo che la proposta di norma avanzata dal MASE, presenti profili di criticità legati anzitutto a impatti su progetti ed investimenti avviati con effetti retroattivi, con conseguenti elevati rischi di contenzioso, di incertezza degli investimenti e del quadro regolatorio complessivo.

È fondamentale che l'applicazione delle misure proposte alle soluzioni di connessione già rilasciate sia valutata attentamente nei termini del suo impatto su progetti avviati, su come incide sullo sviluppo delle diverse tecnologie che, come noto, hanno differenti tempistiche autorizzative minando il principio di neutralità tecnologica, e sulla localizzazione degli investimenti, e anche sugli effetti su meccanismi quali Energy Release 2.0, DM FER X, DM FER 2 e configurazioni di autoconsumo (al fine di non determinare ulteriori fattori di rischio esogeni per gli operatori e soprattutto per i clienti industriali finali elettrificatori coinvolti nel meccanismo, ad esempio neutralizzando gli effetti di ritardi connessione sulle previsioni di penali e altro della energy release).

Un intervento sulla saturazione non adeguatamente calibrato, infatti, potrebbe incidere sugli equilibri tra domanda e offerta di energia rinnovabile in tali meccanismi con effetti negativi per i soggetti che vi prendono parte e, in ultima analisi, il sistema elettrico italiano dei prossimi anni. Tale calibrazione della misura dovrà necessariamente avvenire in stretto coordinamento con il quadro normativo relativo all'autorizzazione degli impianti – DLGS 190/2024 e 152/2006 – con particolare riferimento alle procedure autorizzative delle opere di connessione, soprattutto nei casi di modifica della soluzione di connessione a valle dell'autorizzazione mantenendo la possibilità che il proponente porti in autorizzazione le opere di connessione d'utenza.

In aggiunta, data la rilevanza e l'impatto che la riforma avrebbe sull'attuale disciplina, è opportuno che si inserisca in un quadro di più ampio respiro che includa, *inter alia*, anche il ruolo dei DSO, e tenga in considerazione l'impatto che la riforma avrebbe sulle soluzioni di connessione delle UC, delle UP non rinnovabili (comprese le connessioni relative a centrali termoelettriche) – che manterrebbero la procedura vigente basata su STMG, essendo il provvedimento relativo esclusivamente agli impianti FER – e sulla gestione delle soluzioni di connessione degli impianti eolici off-shore, esplicitamente esclusi dal provvedimento.

Per quanto riguarda invece il documento “Programmazione territoriale efficiente e interventi di connessione”, chiediamo maggiori dettagli e una maggiore trasparenza sulle simulazioni effettuate e sulla metodologia utilizzate per l'identificazione delle nuove microzone. Alla luce, infatti, del dettaglio fornito per la regione Lombardia inerente all'elevata mole di richieste di connessione di impianti FER e data center, e considerando che il gestore di rete sembra aver identificato e definito una sola microzona all'interno della regione, si richiedono maggiori chiarimenti su come questi due elementi possano influenzarsi reciprocamente.

Riteniamo inoltre che per la definizione delle microzone e la loro capacità massima accoglibile l'orizzonte considerato non può essere solo il 2030 con gli obiettivi indicati dal PNIEC, ma bisogna fare in modo che Terna definisca tale capacità, seppure indicativa, anche su orizzonti più lunghi, auspicabilmente il 2050 ma come minimo il 2035 e 2040 in coerenza con l'orizzonte del Piano di Sviluppo e degli scenari Terna-Snam. Questo al fine di predisporre una nuova disciplina sulle connessioni che sufficientemente “stabile” per favorire una programmazione efficace da parte degli utenti della RTN.

Riteniamo poi importante che nell'eventuale nuovo disegno del processo di connessione si tenga adeguatamente conto anche dei sistemi di accumulo per i quali, non essendo stati definiti né il target nazionale nel PNIEC né un burden sharing regionale, andrà chiarito come dovranno essere

considerati sia nella definizione della capacità accoglibile delle microzone sia nella partecipazione nelle c.d. *open-season* insieme agli impianti di produzione. Analogo ragionamento è valido anche per gli impianti non rinnovabili.

Un ultimo aspetto rilevante attinente all'evoluzione proposta sul tema della gestione delle connessioni alla RTN degli impianti da fonte rinnovabile, rappresentata nel documento "Pianificazione Territoriale Efficiente" è l'importanza del coinvolgimento dei DSO per la definizione di una proposta di evoluzione dei processi di connessione più ampia, con l'obiettivo di garantire la connessione ottimale alle reti di distribuzione della generazione distribuita e di perseguire una più ampia razionalizzazione degli sviluppi di rete pianificati lato DSO e TSO.

In riferimento al documento "Esigenze di sviluppo i nuovi progetti", ed in particolare a quanto riportato al par. 1.3, nel quale viene riportata l'importanza dello sviluppo della capacità di interconnessione sulla frontiera Nord ed il fatto che nella pianificazione rientra anche lo sviluppo dei progetti previsti ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i. (cd. interconnector), anche in questo caso per coerenza metodologica e per stato di avanzamento, riteniamo corretto che si includano gli altri progetti merchant, in particolar modo quelli indicati da ARERA come parte integrale del PDS. Si rimanda ai dettagli dello spunto S5. Considerato che tali progetti non risultano essere stati esplicitamente indicati come parte integrale dei precedenti PDS, potrebbero essere inseriti tra i nuovi interventi dello schema di Piano in recepimento delle indicazioni di ARERA.

Spunto S9. INTERCONNESSIONI NEL CENTRO E NEL SUD DELL'ITALIA

Osservazioni sugli approfondimenti presentati da Terna a integrazione dello schema di Piano di sviluppo 2025

Osservazioni sull'intervento di sviluppo **HVDC Italia-Grecia**, codice 554-P.

Osservazioni sul **secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro**, codice 401-P.

Osservazioni sull'intervento di **interconnessione Italia - Tunisia**, codice 601-I.

Elettricità Futura esprime la propria preoccupazione rispetto agli impatti dell'interconnessione Italia-Tunisia sulla gestione del dispacciamento in Sicilia, tenendo conto in particolare dello sviluppo delle FER atteso nel Sud Italia e in Tunisia. Il rischio connesso allo sviluppo di questa interconnessione potrebbe essere quello di aggravare il livello di congestione della rete siciliana, dell'elettrodotto Sorgente – Rizziconi e delle dorsali verso il nord Italia.

Elettricità Futura ritiene quindi che l'entrata in esercizio del progetto 601-I dovrebbe essere subordinata alla realizzazione delle altre linee di connessione che dovrebbero se non risolvere, quantomeno attenuare il problema delle congestioni nell'Isola, ed alla completa realizzazione del collegamento con il Continente (progetto Tyrrhenian Link).

....

Spunto S10. INTERCONNESSIONI NEL NORD DELL'ITALIA

Osservazioni sui progetti di interconnessione con l'estero alle frontiere settentrionali.

Osservazioni specifiche in relazione all'assenza di progetti di incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera durante l'orizzonte decennale di piano.

Osservazioni specifiche in relazione all'assenza di progetti di incremento della capacità di interconnessione con la Francia.

In merito ai progetti di interconnessioni alle frontiere settentrionali, rimandiamo a quanto riportato negli spunti S5 ed S8 circa l'inclusione dei progetti di cui alle Delibere e Pareri ARERA. Tali progetti includono iniziative riguardanti anche la Svizzera. In generale sulla frontiera settentrionale sottolineiamo il fatto che le altre iniziative inserite a PDS allo studio, se pur utili al raggiungimento degli obiettivi anche comunitari di incremento della capacità di interconnessione, presenterebbe verosimilmente tempi di sviluppo superiori a quelli di cui alle citate delibere e pareri ARERA.

Per quanto riguarda le interconnessioni con la Francia, suggeriamo a Terna di valutare l'opportunità di coordinamento con il TSO francese al fine di garantire i necessari sviluppi di rete interna funzionali al possibile incremento della capacità con l'estero.

Spunto S11. PROGETTI DI PROMOTORI TERZI

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

Rimandiamo a quanto riportato agli spunti S5 ed S8.

Per quanto riguarda i progetti di interconnessione, alcuni di recente inseriti nella lista dei progetti merchant, chiediamo di chiarire se la capacità nominale previste per le iniziative con Africa e Spagna, aventi capacità tra i 2000 MW ed i 3000 MW, siano compatibili con la rete interna.

Spunto S12. AVANZAMENTO DEGLI INTERVENTI

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 2025, 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, nonché su possibili miglioramenti delle schede.

Analizzando l'opera "COLLEGAMENTO HVDC SICILIA - CONTINENTE (RAMO EAST)" notiamo che le opere "SdC HVDC Continente" e "SdC HVDC Sicilia" verranno completate entro il 2028. Nel documento "Aggiornamento dell'analisi costi benefici del collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna (723-P)" redatto a giugno 2024 si evidenzia però il collegamento del primo ramo Est entro il 2026. Chiediamo conferma che tale previsione indichi che il 1° cavo del Tyrrhenian Link-Est non potrà in realtà essere esercito fino al completamento delle stazioni di conversione HVDC nel 2028.

Facendo riferimento allo schema autorizzativo messo a disposizione da Terna stessa sulla pagina <https://www.collaudo.terna.it/it/progetti-territorio/come-gestiamo-progetti> si viene a conoscenza di un processo di autorizzazione molto complesso, composto da step rilevanti quali assoggettabilità a VIA, valutazione della commissione, esito VIA, inizio/conclusione Conferenza dei Servizi, pubblicazione del Decreto Autorizzativo. Una maggiore trasparenza sugli step autorizzativi, con un tale livello di dettaglio, permetterebbe all'operatore di seguire correttamente ed efficacemente l'intero iter del processo autorizzativo e di poter valutare/prevedere in autonomia sia il completamento che l'eventuale ritardo nell'entrare in esercizio delle varie opere.

Facendo nuovamente riferimento allo stesso schema autorizzativo e alle informazioni fornite nella slide 16 presentata durante il webinar del 16/04/25 (contenente per es. informazioni sulla stesura/autorizzazione della sintesi non tecnica, sull'avvio della consultazione pubblica, sull'avvio dell'iter autorizzativo con invio istanza...), si ritiene utile che Terna elabori uno schema analogo anche per gli step previsti per l'iter autorizzativo modulare in 2 fasi. In questo modo gli operatori godrebbero, come detto al punto precedente, di una maggiore trasparenza del processo e potrebbero prevedere ritardi/entrate in esercizio delle opere interessate, ma, più nello specifico potrebbero anche comprendere meglio gli effettivi benefici e la nuova accelerazione garantita dal nuovo metodo di autorizzazione modulare.

Al fine di aumentare la sinergia DSO-TSO, si propone di integrare le date di fine intervento con quante più informazioni possibili, a titolo d'esempio lo stato di avanzamento per ciascun intervento in termini di progettazione, stato dell'iter autorizzativo ecc. Tali informazioni non dovrebbero essere riportate solo nei documenti di "Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti" ma anche all'interno della tabella 3 e della tabella 4 del documento "Programmazione Territoriale Efficiente e Interventi di Connessione". Tali informazioni potrebbero essere riportate sul portale TE.R.R.A., con opportune profilazioni dedicate al DSO.

Eventuali ulteriori osservazioni

Nr. progressivo	Osservazione¹	Documento	Paragrafo
1	<p>Ringraziando per il chiarimento fornito in sede del webinar in merito alle opere per le quali Terna chiede l'autorizzazione modulare in 2 fasi degli interventi per il biennio 2025-2026 e per aver reso disponibile sul sito l'istanza presentata ad ARERA, chiediamo:</p> <ul style="list-style-type: none">• chiarimenti sulle diverse informazioni contenute nell'istanza pubblicabile/pubblicata (prevista dalla Delibera Arera 562/2024) agli operatori e quella effettivamente presentata ad ARERA (immaginando che il TSO possa effettivamente non aver pubblicato dati sensibili) per avere massima trasparenza sui criteri considerati da ARERA per la valutazione dell'esito dell'istanza.• conferma che, per quanto riguarda il Central Link (per il quale non sono state approvate le spese preliminari secondo quanto previsto dalla delibera 337/24), Terna, avendo già provveduto a presentare istanza al MASE per il procedimento autorizzativo standard, non intenda più sottoporre richiesta per tale intervento per ottenere l'autorizzazione in due fasi.	Webinar del 16/04/25	Slide 53

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

Format per la raccolta delle osservazioni
sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2025 e documenti di accompagnamento

Società / Ente / Associazione / Organismo: Enel Produzione S.p.a.....

Spunto S1. PROCESSO DI PREDISPOSIZIONE E CONSULTAZIONE DEL PIANO

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.

Esprimiamo un generale apprezzamento per le modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo (PdS). Tuttavia, per quanto riguarda le modalità di consultazione, si evidenzia come, a differenza di quanto avvenuto per la versione precedente del Piano, la consultazione ARERA è stata lanciata a ridosso della pubblicazione dello stesso da parte di Terna e all'interno della finestra di consultazione in cui ricadono diversi periodi di festività, riducendo di fatto le tempistiche per un'analisi approfondita dei documenti,

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, come, a titolo di esempio, le ipotesi alla base della quantificazione e distribuzione numerica delle nuove microzone o approfondimenti sull'avanzamento delle varie fasi di avanzamento delle opere con particolare focus sul processo autorizzativo (in modo da poter apprezzare gli effettivi benefici delle semplificazioni e accelerazioni autorizzative messe in atto negli ultimi anni).

Inoltre, l'analisi costi benefici delle opere che costituiscono il progetto HyperGrid, andrebbe resa coerente con l'esito delle istanze per l'autorizzazione modulare in 2 fasi: a titolo di esempio, considerando che per la 'Dorsale Sarda' il tratto del Sardinian Link è l'unico per cui è stato approvato il riconoscimento delle spese preliminari e per cui si potrà avviare effettivamente l'autorizzazione, sarebbe opportuno, per coerenza, avere un'analisi CBA distinta per il tratto del Sardinian Link con iter avviato e una per il resto della Dorsale Sarda. In questo modo, gli operatori potranno apprezzare l'impatto di ogni singola opera rispetto allo sviluppo modulare

In merito a temi di trasparenza e alla messa a disposizione dei portali pubblici (quali il portale TERRA), apprezziamo lo sforzo messo in atto dal TSO e la consapevolezza manifestata da parte del gestore stesso circa la necessità di fornire una fotografia dello stato attuale della rete rilevante e delle attività di sviluppo e connessione previste finalizzate al perseguimento degli obiettivi di efficienza sia di sistema sia per i singoli proponenti. Si segnalano ad ogni modo alcuni potenziali necessari miglioramenti.

In particolare, si ribadisce l'importanza di rendere disponibili informazioni concernenti le richieste di connessione di data center e progetti di cold ironing e si auspica che Terna possa completare in tempi brevi le proprie valutazioni sull'eventualità e la modalità di inserimento di tali

informazioni su portali pubblici. Inoltre, in ottica di una sempre maggiore trasparenza, riteniamo possa rappresentare un valore aggiunto la pubblicazione di una mappatura completa dei dispositivi di tensione ad oggi in esercizio.

Sarebbe inoltre opportuno rappresentare nel Piano anche gli interventi dei sistemi di Difesa del Sistema Elettrico per avere una visualizzazione d'insieme degli interventi rilevanti di Terna sulla RTN indicando come gli interventi del Piano di Sviluppo si integrano con quelli del Piano di Difesa.

In linea generale, qualora gli interventi a Piano di Sviluppo prevedano impatti sugli asset del DSO, si ritiene necessario il coinvolgimento di quest'ultimo fin dalla prima fase di pianificazione degli interventi, attraverso un'attività di concertazione formale volta a valutare l'effettiva realizzabilità in termini tecnici.

In subordine, qualora non fosse possibile una concertazione preventiva, è necessario che nel Piano di Sviluppo venga chiaramente riportata la necessità di coinvolgere i DSO per confermare la fattibilità.

Spunto S2. SCENARI E RELATIVI DATI

Osservazioni sul “**Documento di descrizione degli scenari**” 2024 predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas, sul capitolo 5 “Gli scenari energetici” del **documento “Stato del sistema elettrico e scenari energetici”** e sull'identificazione degli scenari a cui è applicata l'analisi costi benefici dello schema di Piano di sviluppo 2025.

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).

Relativamente al Documento di Descrizione degli Scenari si ritiene 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.

A partire dal 2021, inoltre, 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 in generale la valutazione CBA. Apprezzando comunque molto lo sforzo profuso da Terna nel rispettare le disposizioni della delibera 392-24 e pubblicare il “Rapporto sintetico di avanzamento” con Schede di progetto semplificate negli anni in cui il Piano di Sviluppo non viene predisposto, crediamo che per le ragioni sopra

menzionate sarebbe opportuno che il TSO possa pubblicare, contestualmente al “Rapporto di avanzamento”, anche una descrizione dei principali impatti che lo sviluppo regolatorio o gli scenari di policy aggiornati comportano, almeno sulle opere più rilevanti.

In particolare, entrando più specificatamente nel merito dell’identificazione degli scenari a cui è applicata l’analisi costi benefici, analizzando i benefici delle varie opere del Piano, si riscontra una poca uniformità degli scenari utilizzati. Nonostante Terna nel “Documento metodologico per l’applicazione dell’analisi costi benefici” dichiarò espressamente che “Per gli interventi che presentano almeno un’opera principale autorizzata e che siano già stati oggetto dell’applicazione della presente metodologia, i risultati in termini di benefici, di IUS e VAN sono quelli presentati nel piano in cui è stato svolto l’ultimo aggiornamento dell’Analisi Costi Benefici”, riteniamo per l’appunto che la mancata uniformità degli scenari di riferimento e il mancato aggiornamento dei valori di alcune opere non permetta un equo confronto tra tutte le opere del Piano e che, soprattutto per opere molto rilevanti impattanti/impattate lo/dallo sviluppo attuale e futuro della rete, sia invece necessario effettuare sempre una nuova valutazione dei benefici e dei costi attesi a prescindere dall’avvenuta autorizzazione o meno delle opere stesse.

Si ritiene possa essere un valore aggiunto considerare, all’interno degli scenari di simulazione, in particolare di medio-lungo periodo, anche ciò che Terna, durante il webinar del 26/04/25 ha definito “flessibilità delle risorse distribuite esplicita”. Infatti, una volta messa a punto la Metodologia per l’analisi delle esigenze di flessibilità da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di distribuzione, prevista dal Regolamento UE 1747/2024 di riforma del Market Design, e completata anche a livello nazionale la definizione della regolazione riguardante l’utilizzo della “flessibilità distribuita”, attuativa del Network Code Europeo sulla Demand Response in corso di approvazione, è presumibile che possano progressivamente assumere rilevanza i servizi forniti ai TSO e DSO da risorse sinora non abilitate. Pertanto per poter considerare affidabili le valutazioni e le analisi non si potranno certamente utilizzare scenari che non considerino tutte le risorse distribuite rilevanti nella loro totalità e non solo quelle erogate in forma “implicita”.

In riferimento sempre all’identificazione degli scenari, nel “Documento di descrizione degli scenari” viene riportata la necessità di far riferimento alla delibera 627/2016/R/eel, nello specifico alle prospettive di interconnessione e delle richieste di interconnessione mediante interconnector e mediante merchant lines (Capitolo 7)”. Inoltre, si fa riferimento al fatto che “per la modellizzazione della capacità di scambio tra Paesi esteri si considerano i valori forniti direttamente dai vari TSO esteri in ambito degli scenari ENTSOs”. Dai documenti non risulta chiaro se negli scenari sono stati considerati anche i progetti di interconnessione “merchant line”, in particolar modo quelli in stato di sviluppo avanzato e per cui sono previste attività di realizzative nell’orizzonte di Piano decennale, in linea con quanto applicato per i progetti di interconnessione regolata e per quelli Interconnector ex L. 99/09. Quanto sopra, tenuto conto che i progetti ex L.99/09 sono a tutti gli effetti “merchant line” soggette alla medesima normativa degli altri progetti merchant non inseriti tra quelli ex L.99/09 e che gli scenari ENTSO utilizzati per l’analisi, includono i suddetti progetti “merchant line”, che dovrebbero essere pertanto inclusi anche a garanzia di una coerenza di scenario. Viceversa, qualora i progetti di interconnessione “merchant line” siano inclusi in tutto o in parte negli scenari e nell’analisi costi benefici, sarebbe utile avere un dettaglio di quali progetti e per quale capacità si sia tenuto conto nello scenario.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda allo Spunto S5.

- 1. Relativamente al DDS 2024, in particolare al Capitolo 7 “SCENARI DEL SISTEMA ELETTRICO”, par. “7.2.1 Scenario PNIEC Policy 2030”, il Documento di Descrizione degli Scenari riporta la ripartizione dell’obiettivo nazionale di potenza, per fotovoltaico ed eolico, aggregato per Area di Mercato.
Al fine di consentire una più facile comprensione dell’impatto sui singoli territori e fornire ai distributori un dettaglio coerente per l’ottimizzazione dei propri scenari, si ritiene necessaria la stessa ripartizione delle fonti di produzione prevista (e.g FV Utility, FV Distribuito, etc) anche con un dettaglio geografico più approfondito, almeno regionale.*
- 2. Relativamente al dettaglio di potenza del FV Utility, si ritiene opportuno riportare uno spaccato della quota DSO e TSO, per le ragioni di cui al punto 1.*
- 3. Relativamente al dettaglio di Capacità energetica accumulata al 2030 e incremento accumulato al 2030, oltre al dettaglio “Small Scale”, “Utility Scale” e “Aste CM”, si ritiene opportuno riportare uno spaccato della quota BT, MT e AT, per le ragioni di cui al punto 1.*
- 4. Relativamente agli obiettivi riportati all’interno del Capitolo 7 “SCENARI DEL SISTEMA ELETTRICO”, par. “7.2.1 Scenario PNIEC Policy 2030”, ed in particolare ai target delle fonti FER riportati, si richiede se gli stessi siano da ritenersi come indicazioni vincolanti o semplicemente indicativi del valor minimo necessario per raggiungere gli obiettivi nazionali del PNIEC e del Decreto Aree Idonee.*
- 5. Si auspica un maggior scambio informativo e un’integrazione maggiore dei DSO nella fase di redazione del DDS, attraverso un loro coinvolgimento sin dai primi stadi di stesura del documento, al fine di integrare le considerazioni dei distributori, che vedono sempre maggiori richieste di connessione e che quindi possono fornire informazioni fondamentali per la redazione del Documento di Descrizione degli Scenari.*

Spunto S3. METODOLOGIA DI ANALISI COSTI BENEFICI E IPOTESI APPLICATIVE

Osservazioni sul “**Documento metodologico per l’applicazione dell’analisi costi benefici**”, e sugli aggiornamenti delle stime di costo effettuate da Terna, anche in relazione ai recenti incrementi dei costi di realizzazione delle infrastrutture elettriche.

Sempre in merito alla trasparenza nell’elaborazione del Piano, evidenziamo come questo aspetto sia fondamentale per la valutazione delle analisi costi-benefici effettuate dal TSO sui progetti da lui stesso presentati. In questa circostanza, è appunto di primaria importanza che gli investimenti di rete, con particolare riferimento all’adeguatezza ed alla robustezza, ma anche alla risoluzione delle congestioni, si basino su processi chiari e trasparenti, e che vengano presi in considerazione tutti i possibili contributi delle risorse già disponibili nel sistema e non solo delle infrastrutture che verranno sviluppate dal gestore di rete.

Si ritiene che l’analisi costi/benefici sia ad alto valore aggiunto per il documento di piano. Tuttavia, si ritiene necessaria una maggiore condivisione delle ipotesi ed una più dettagliata quantificazione delle variabili utilizzate per la stima dei benefici. Per esempio, sarebbe opportuno disporre di una maggiore quantità di informazioni sia sulle ipotesi di ogni scenario che sui risultati parziali che permettono la stima dei benefici su ogni anno orizzonte. In particolare, rispetto al primo punto, 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; mentre, rispetto al secondo punto, si ritiene opportuno un maggior dettaglio relativamente a produzione per fonte, quantità movimentate in MSD (anche in relazione alla continua e crescente riduzione di movimentazioni MSD registrata negli ultimi anni).

Come già riportato allo spunto S2, inoltre, non condividiamo l'ipotesi per cui viene previsto che "Per gli interventi che presentano almeno un'opera principale autorizzata e che siano già stati oggetto dell'applicazione della presente metodologia, i risultati in termini di benefici, di IUS e VAN sono quelli presentati nel piano in cui è stato svolto l'ultimo aggiornamento dell'Analisi Costi Benefici" e non riteniamo che sia conforme a quanto indicato dalla delibera 15/2023/R/EEL "AGGIORNAMENTO DEI REQUISITI MINIMI PER IL PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE DELL'ENERGIA ELETTRICA" e dal suo allegato e dalla successiva delibera 392/2024/R/COM "DISPOSIZIONI IN MATERIA DI SCENARI DEI PIANI DI SVILUPPO DELLE RETI ENERGETICHE".

Poter 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, potrebbe rivelarsi di grande valore per un miglioramento dell'analisi svolta.

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.

Come già sottolineato in merito alla consultazione sul Piano di Sviluppo 2023, il documento metodologico dovrebbe includere le informazioni puntuali e di dettaglio relative ai costi di tutti gli elementi di sistema, inclusi, per esempio, FACTS, STATCOM, DTR, PMU, condensatori, ecc. Relativamente al costo dei compensatori sincroni, vista l'importanza e la dimensione dello sviluppo programmato per questi ultimi, si richiede di inserire una tabella specifica con il dettaglio di tutte le voci che caratterizzano il costo di un'installazione, ad esempio: costo dispositivo, costo degli elementi di stazione, opere edili, volano (indicando chiaramente se già incluso nel costo del compensatore sincrono), ecc...

Entrando invece nel merito di osservazioni specifiche sugli incrementi di costo e dei valori di IUS, si segnaliamo alcune criticità per alcune opere rilevanti:

- A seguito della variazione del progetto dell'opera "DORSALE ADRIATICA: HVDC FOGGIA – FORLÌ" si riscontra un forte incremento dei costi rispetto al precedente progetto presentato nel Piano di Sviluppo 2023 a cui, però, non corrisponde una variazione dello IUS. Inoltre, non è possibile effettuare un confronto con un'opera simile quale l'"Adriatic Link" in quanto quest'ultima non ha recepito un aggiornamento dello scenario per il calcolo dei benefici economici. Alla luce di ciò si richiederebbero maggiori chiarimenti sui razionali alla base dell'incremento dei benefici economici stimati per l'opera. Analizzando i benefici dell'opera "Central Link" si riscontra un incremento dei valori di IUS totale rispetto al Piano di Sviluppo 2023 unicamente considerando gli scenari di late transition. Infatti, negli scenari di policy si riscontra una considerevole contrazione dello*

IUS in controtendenza a quanto detto in precedenza. Alla luce di ciò si richiederebbero maggiori chiarimenti sui razionali alla base di queste variazioni rispetto al Piano di Sviluppo 2023.

Infine, sarebbe stato opportuno che Terna avesse recepito e implementato le nuove linee guida europee sulla CBA 4.0 - del resto già pubblicate da ENTSO-E a febbraio 2023 quando la predisposizione del Piano attualmente in consultazione non era ancora iniziata. Sebbene tali linee guida non siano vincolanti e non comportino particolari obblighi attuativi dal punto di vista regolatorio, e nonostante la versione definitiva della CBA 4.0 sia stata approvata solo a marzo 2024 da ACER e dalla Commissione Europea, si ritiene che la metodologia basata sulla CBA 2.0 sia alquanto obsoleta e poco armonizzata a livello europeo. Terna avrebbe almeno potuto implementare la versione 3.0, pubblicata nel 2019 e approvata nel 2020.

Spunto S4. STATO DEL SISTEMA E NECESSITÀ DI SVILUPPO

Osservazioni sul **documento “Stato del sistema elettrico e scenari energetici”** dello schema di Piano di sviluppo 2025 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 2025, sia nel rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, edizione 2025, disponibile sul sito di Terna (https://download.terna.it/terna/Terna_Rapporto_Identificazione_Capacita_Obiettivo_2025_8dd5a76773e5cf4.pdf).

Nell’ambito delle analisi del mercato elettrico, si ritiene 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 anni di consuntivo. Tale rappresentazione, presente nei Piani di Sviluppo fino al 2019 e assente nelle versioni recenti, risulta infatti particolarmente utile nella lettura dei fenomeni caratterizzanti del Mercato dei Servizi.

Evidenziamo inoltre la necessità di maggiore analisi riguardo l’ambito della regolazione di tensione, in particolare del dettaglio relativo alla capacità regolante dei futuri HVDC-VSC. Sarebbe opportuno quindi indicare per ogni opera HVDC VSC la relativa curva di capability considerata.

Alla luce del nuovo servizio di modulazione straordinaria introdotto dal TIDE come servizio di ultima istanza, sarebbe in generale auspicabile che Terna possa fornire nel prossimo Piano di Sviluppo maggiori dettagli su tutte le tipologie di modulazione per garantire la maggiore trasparenza possibile sui casi in cui tale servizio, di natura emergenziale, viene effettivamente attivato e sulle cause per cui l’attivazione di tale servizio è ritenuta necessaria

Entrando nello specifico della MPRIN (che ha ormai sostituito la MPE ai sensi della Delibera 128/2025/R/efr di ARERA) si ritiene che la sezione del piano dedicata debba essere ulteriormente ampliata con un’analisi aggiuntiva, per rapportare tra loro i dati quali la distribuzione per operatore

(in termini, ad esempio, di numerosità o distribuzione percentuale degli ordini/energia modulata, garantendo la riservatezza degli operatori impattati) e con ulteriori elementi numerico-statistici quali un dettaglio dei GWh di energia ridotti distinti per tipologia di impianto, livello di tensione e zone di mercato. Con particolare riferimento alle cause che determinano la modulazione di tale tipo, si chiede inoltre di chiarire meglio le singole motivazioni che comportano tali azioni, disaggregando ulteriormente, laddove possibile, rispetto alle categorie quali ad esempio “Lavori di Manutenzione” ed “Esigenze di Sistema (Rete Non Integre)”. Un maggior grado di dettaglio sulla modulazione straordinaria a scendere appare importante poiché il tema dell’overgeneration è centrale per lo sviluppo della capacità rinnovabile per il raggiungimento degli obiettivi degli scenari di riferimento.

Infine, sarebbe di grande supporto per gli operatori se Terna potesse inserire tali dettagli relativi alla modulazione straordinaria a scendere MPRIN anche nel “Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico”.

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.

Riguardo le installazioni di nuovi dispositivi di compensazione della potenza reattiva, illustrate al paragrafo 4.3 “Sicurezza, stabilità e robustezza del sistema elettrico” del documento “Stato del Sistema Elettrico e Scenari energetici” del Piano di Sviluppo di Terna 2025, sarebbe utile evidenziare, nel quadro complessivo delle iniziative per la regolazione della tensione dei nodi della RTN, anche le sinergie tra TSO e DSO in particolare per la compensazione della potenza reattiva scambiata tra le reti di distribuzione e la RTN.

Al riguardo, ricordiamo il piano di e-distribuzione, redatto sulla base dei provvedimenti regolatori di ARERA, che prevede l’attivazione di 16 reattori negli anni 2026-2027 nelle sette aree omogenee individuate come prioritarie da Terna nello studio effettuato con il supporto del Politecnico di Milano, per un importo totale pari a 40,7 Mln, nonché l’intesa tra Terna e e-distribuzione a proseguire la sinergia:

- salvaguardando l’interesse generale dei soggetti concessionari del servizio di trasmissione e di distribuzione a pianificare interventi solo laddove si possano riscontrare degli effettivi benefici (si cita all’opposto l’esempio delle aree bianche, in cui l’installazione di reattori potrebbe portare ad una sovracompensazione di assorbimento del reattivo che necessiterebbe la disattivazione dei reattori stessi onde evitare, in alcuni casi, fenomeni di collasso di tensione);*
- promuovendo un chiarimento regolatorio in merito alle modalità di applicazione del sistema di corrispettivi relativi alla potenza reattiva scambiata tra le reti di distribuzione e la RTN, previsti nella regolazione vigente, per assicurare che l’indirizzo degli investimenti tenga conto dell’interesse generale suddetto;*

- *prevedendo, a valle della definizione da parte di Terna di eventuali ulteriori esigenze puntuali di intervento che potrebbero riguardare solo una parte delle altre aree omogenee non già oggetto di intervento, la possibilità di un ulteriore piano di investimenti e-distribuzione.*

Spunto S5. COSTI, BENEFICI, IMPATTI DELL'INTERO PIANO

Osservazioni sull'ammontare dei **costi stimati** per l'implementazione dello schema di Piano di sviluppo 2025 (23 miliardi di euro di investimenti nell'orizzonte temporale 2025-2034 e oltre 40 miliardi di euro per l'intero portafoglio di investimenti, anche oltre il 2034) e sugli impatti e benefici previsti (cfr. in particolare, **il documento “Benefici di sistema e analisi robustezza rete”** dello schema di Piano di sviluppo).

Considerato che si ritiene che il Piano riporti esplicitati i costi in capo al TSO, poniamo l'attenzione sul fatto che in accordo alle varie delibere e pareri di ARERA sui PDS già a partire dalle precedenti versioni (es. Delibera di ARERA 674/2018/I/EEL, Delibera 335/2022/I/EEL, Parere 14 gennaio 2025 n. 4/2025/I/EEL) i seguenti progetti “merchant line” sono stati indicati dal regolatore come parte integrale e prioritaria del piano di sviluppo:

- a) Interconnessione fra Thusis/Sils (CH) e Verderio Inferiore (IT), attualmente denominata “Greenconnector”;*
- b) PCI codice 2.4 interconnessione Somplago (IT) -Wurmlach (AT);*
- c) interconnessione AC 110-132 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI);*
- d) interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaule (IT).*

Gli stessi progetti risultano essere parte del TYNDP e, quindi, degli scenari ENTSO utilizzati anche come riferimento delle analisi del PDS in oggetto.

Alla luce di quanto sopra, riteniamo debba essere garantita coerenza nel PDS con l'esplicitazione dei seguenti progetti come parte integrante del PDS, includendo la relativa capacità nei documenti di scenario e di analisi costi – benefici.

Quanto sopra, con particolare riferimento ai 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'esenzione ai sensi del 943/2019 e l'inizio costruzione è previsto per Q4 2025;*
- il progetto “Somplago-Würmlach” ha ottenuto l'esenzione 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 Q4 2025.*
- Tutti e tre i progetti sono inseriti nel PNRR Missione 7, I6.*

Con riferimento specifico ai costi, potrebbe essere evidenziato in una sezione “ad hoc” quanta parte dei costi a Piano sia riconducibile a progetti di Terna e/o regolati e quanta a progetti Merchant, inclusi quelli di cui alla L.99/09. In particolare modo, qualora fossero inseriti nelle analisi la capacità ed i costi dei progetti ex L. 99/09 anche per la parte “merchant”, a maggior ragione si ritiene corretto ed opportuno l’inserimento nelle analisi anche della capacità, dei costi e benefici degli altri progetti “merchant”.

Spunto S6. DORSALI HYPERGRID

Osservazioni sulle dorsali denominate Hypergrid, presentata nel Piano di Sviluppo e in dettagli **nei documenti “Avanzamento piani di sviluppo precedenti”**.

Come già anticipato al precedente spunto S3, si rilevano alcune incongruenze relative all’analisi dei benefici delle opere DORSALE ADRIATICA: HVDC FOGGIA – FORLÌ e CENTRAL LINK:

- A seguito della variazione del progetto dell’opera “DORSALE ADRIATICA: HVDC FOGGIA – FORLÌ” si riscontra un forte incremento dei costi rispetto al precedente progetto presentato nel Piano di Sviluppo 2023 a cui, però, non corrisponde una variazione dello IUS. Inoltre, non è possibile effettuare un confronto con un’opera simile quale l’“Adriatic Link” in quanto quest’ultima non ha recepito un aggiornamento dello scenario per il calcolo dei benefici economici. Alla luce di ciò si richiederebbero maggiori chiarimenti sui razionali alla base dell’incremento dei benefici economici stimati per l’opera.*
- Analizzando i benefici dell’opera “Central Link” si riscontra un incremento dei valori di IUS totale rispetto al Piano di Sviluppo 2023 unicamente considerando gli scenari di late transition. Infatti, negli scenari di policy si riscontra una considerevole contrazione dello IUS in controtendenza a quanto detto in precedenza. Alla luce di ciò si richiederebbero maggiori chiarimenti sui razionali alla base di queste variazioni rispetto al Piano di Sviluppo 2023.*

Spunto S7. ALTRI INTERVENTI PER L’INCREMENTO DI CAPACITÀ DI TRASPORTO

Osservazioni sugli interventi e gli incrementi attesi di capacità di trasporto tra zone interne, come sintetizzati nel **documento “Benefici di sistema e analisi robustezza rete”**.

Data la previsione di ingresso del primo ramo est del Tyrrhenian Link (fonte documento “Aggiornamento dell’analisi costi benefici del collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna (723-P)” redatto a giugno 2024) e dell’anno di completamento delle stazioni di conversione HVDC Continente-Sicilia (2028), si ritiene opportuno confermare che l’ingresso del primo cavo non impatterà sui limiti di transito tra le zone già dal 2027.

Spunto S8. NUOVI INTERVENTI DI SVILUPPO

Osservazioni:

- sugli interventi di incremento di capacità di trasporto intrazonale proposti nel **documento “Esigenze di sviluppo i nuovi progetti”** sulla base dell’approccio descritto nel **documento “Programmazione territoriale efficiente e interventi di connessione”**
- sugli altri nuovi interventi dello schema di Piano di sviluppo 2025 proposti nel **documento “Esigenze di sviluppo i nuovi progetti”**.
- sulle proposte di variazione dell’ambito della RTN (sezione 1.2. del **documento “Stato del sistema elettrico e scenari energetici”**, pagine 14-15).

In riferimento al documento “Esigenze di sviluppo i nuovi progetti”, ed in particolare a quanto riportato al par. 1.3, nel quale viene riportata l’importanza dello sviluppo della capacità di interconnessione sulla frontiera Nord ed il fatto che nella pianificazione rientra anche lo sviluppo dei progetti previsti ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i. (cd. interconnector), anche in questo caso, per coerenza metodologica e per stato di avanzamento, si ritiene corretto includere gli altri progetti merchant, in particolar modo quelli indicati da ARERA come parte integrale del PDS. Si rimanda ai dettagli dello spunto S5. Considerato che tali progetti non risultano essere stati esplicitamente indicati come parte integrale dei precedenti PDS, potrebbero essere inseriti tra i nuovi interventi dello schema di Piano in recepimento delle indicazioni di ARERA. Per quanto attiene l’evoluzione proposta sul tema -della gestione delle connessioni alla RTN degli impianti da fonte rinnovabile, rappresentata nel documento “Pianificazione Territoriale Efficiente” del Piano di Sviluppo 2025, e-distribuzione conferma la disponibilità a collaborare alla definizione di una proposta di evoluzione dei processi di connessione più ampia, con l’obiettivo di garantire la connessione ottimale alle reti di distribuzione della generazione distribuita e di perseguire una più ampia razionalizzazione degli sviluppi di rete pianificati lato DSO e TSO, mediante il tavolo di confronto già in corso e gli ulteriori che si renderanno necessari per raggiungere l’obiettivo.

Spunto S9. INTERCONNESSIONI NEL CENTRO E NEL SUD DELL’ITALIA

Osservazioni sugli approfondimenti presentati da Terna a integrazione dello schema di Piano di sviluppo 2025

Osservazioni sull’intervento di sviluppo **HVDC Italia-Grecia**, codice 554-P.

Osservazioni sul **secondo polo nell’ambito dell’interconnessione Italia - Montenegro**, codice 401-P.

Osservazioni sull’intervento di **interconnessione Italia - Tunisia**, codice 601-I.

Spunto S10. INTERCONNESSIONI NEL NORD DELL'ITALIA

Osservazioni sui progetti di interconnessione con l'estero alle frontiere settentrionali.

Osservazioni specifiche in relazione all'assenza di progetti di incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera durante l'orizzonte decennale di piano.

Osservazioni specifiche in relazione all'assenza di progetti di incremento della capacità di interconnessione con la Francia.

In merito ai progetti di interconnessioni alle frontiere settentrionali, si rimanda a quanto riportato negli spunti S5 ed S8 circa l'inclusione dei progetti di cui alle delibere e pareri ARERA. Tali progetti includono iniziative riguardanti anche la Svizzera. In generale sulla frontiera settentrionale si sottolinea il fatto che le altre iniziative inserite a PDS allo studio, se pur utili al raggiungimento degli obiettivi anche comunitari di incremento della capacità di interconnessione, presenterebbe verosimilmente tempi di sviluppo superiori a quelli di cui alle citate delibere e pareri ARERA.

Per quanto riguarda le interconnessioni con la Francia, si rappresenta l'opportunità di coordinamento con il TSO francese al fine di garantire i necessari sviluppi di rete interna funzionali al possibile incremento della capacità con l'estero.

Spunto S11. PROGETTI DI PROMOTORI TERZI

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

Si rimanda a quanto riportato agli spunti S5 ed S8.

Per quanto riguarda i progetti di interconnessione, alcuni di recente inseriti nella lista dei progetti merchant, si richiede se la capacità nominale previste per le iniziative con Africa e Spagna, aventi capacità tra i 2000 MW ed i 3000 MW, siano compatibili con la rete interna.

Spunto S12. AVANZAMENTO DEGLI INTERVENTI

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 2025, 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, nonché su possibili miglioramenti delle schede.

Analizzando l'opera "COLLEGAMENTO HVDC SICILIA - CONTINENTE (RAMO EAST)" si nota che le opere "SdC HVDC Continente" e "SdC HVDC Sicilia" verranno completate entro il 2028. Nel documento "Aggiornamento dell'analisi costi benefici del collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna (723-P)" redatto a giugno 2024 si evidenzia però il collegamento del primo ramo Est entro il 2026. Si chiede conferma che tale previsione indichi che il 1° cavo del Tyrrhenian Link-Est non potrà in realtà essere esercito fino al completamento delle stazioni di conversione HVDC nel 2028.

Pur apprezzando l'evidente impegno nel cercare di fornire dettagli più precisi e completi sull'iter autorizzativo (come nel caso delle nuove voci, definite nella "Sintesi Tabellare" Excel, "Iter/attività" e "Autorizzazione" inserite come sottofasi specifiche del procedimento di "avvio attività"), si ritiene necessario esplicitare ulteriormente per ogni opera di ogni intervento anche il raggiungimento/completamento di altri step di maggior dettaglio. Facendo riferimento per esempio allo schema autorizzativo messo a disposizione da Terna stessa sulla pagina <https://www.collaudo.terna.it/it/progetti-territorio/come-gestiamo-progetti> si viene a conoscenza di un processo di autorizzazione molto complesso, composto da step rilevanti quali assoggettabilità a VIA, valutazione della commissione, esito VIA, inizio/conclusione Conferenza dei Servizi, pubblicazione del Decreto Autorizzativo. Una maggiore trasparenza sugli step autorizzativi, con un tale livello di dettaglio, permetterebbe all'operatore di seguire correttamente ed efficacemente l'intero iter del processo autorizzativo e di poter valutare/prevedere in autonomia sia il completamento che l'eventuale ritardo nell'entrare in esercizio delle varie opere.

Facendo nuovamente riferimento allo schema autorizzativo disponibile alla pagina <https://www.collaudo.terna.it/it/progetti-territorio/come-gestiamo-progetti> e in base alle informazioni fornite nella slide 16 presentata durante il webinar del 16/04/25 (contenente per es. informazioni sulla stesura/autorizzazione della sintesi non tecnica, sull'avvio della consultazione pubblica, sull'avvio dell'iter autorizzativo con invio istanza...), si ritiene utile che Terna elabori uno schema analogo anche per gli step previsti per l'iter autorizzativo modulare in 2 fasi. In questo modo gli operatori godrebbero, come detto al punto precedente, di una maggiore trasparenza del processo e potrebbero prevedere ritardi/entrate in esercizio delle opere interessate, ma, più nello specifico potrebbero anche comprendere meglio gli effettivi benefici e la nuova accelerazione garantita dal nuovo metodo di autorizzazione modulare.

In linea generale, comunque, relativamente agli step autorizzativi, si sottolinea la necessità primaria di 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 sia delle tempistiche previste per l'espletamento di tutte le fasi. Infatti, attualmente per ricostruire tali informazioni su ogni stato delle singole opere in modo compiuto gli operatori devono accedere a numerose e diverse fonti, caratterizzate da differenti livelli di dettaglio ed anche terminologie disomogenee, il che comporta un ingente sforzo per riconciliare e collegare tra loro le diverse informazioni.

Al fine di aumentare la sinergia DSO-TSO, si propone di integrare le date di fine intervento con quante più informazioni possibili, a titolo d'esempio lo stato di avanzamento per ciascun intervento in termini di progettazione, stato dell'iter autorizzativo ecc. Tali informazioni non dovrebbero essere

riportate solo nei documenti di “Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti” ma anche all’interno della tabella 3 e della tabella 4 del documento “Programmazione Territoriale Efficiente e Interventi di Connessione”. Tali informazioni potrebbero essere riportate sul portale TE.R.R.A., con opportune profilazioni dedicate al DSO.

....

Eventuali ulteriori osservazioni

Nr. progressivo	Osservazione ¹	Documento	Paragrafo
1	<p><i>Alla luce del parziale chiarimento ottenuto durante il webinar del 16/04/25 e di quanto mostrato nella slide 21, si ritiene necessario avere un dettaglio maggiore su come siano state numericamente identificate le differenti microzone definite da Terna (figura 36) ed in particolare si richiedono maggiori dettagli e una maggiore trasparenza sulle simulazioni effettuate e sulla metodologia utilizzate per l'identificazione di quest'ultime.</i></p> <p><i>Inoltre, è importante comprendere per quale arco temporale le microzone individuate siano state considerate: se per l'intera durata degli scenari del Piano di Sviluppo della Rete (PDS) o se le stesse decadranno dopo una determinata data e dovranno essere rivalutate. Nella definizione delle microzone e della loro capacità massima accoglibile, riteniamo infatti che l'orizzonte considerato non possa essere solo il 2030, ma che Terna debba eventualmente definire tale capacità, seppure indicativa, anche su orizzonti più lunghi, in coerenza con l'orizzonte del Piano di Sviluppo. Questo al fine di predisporre una nuova disciplina sulle connessioni che sia sufficientemente "stabile" per favorire una programmazione efficace.</i></p> <p><i>Riteniamo poi importante che nell'eventuale nuovo disegno del processo di connessione si tenga adeguatamente conto anche dei sistemi di accumulo e per gli impianti non FER per i quali, non essendo sono stati definiti né il target nazionale nel PNIEC né un burden sharing regionale, andrà chiarito come dovranno essere considerati.</i></p> <p><i>Infine, alla luce del dettaglio fornito per la regione Lombardia inerente all'elevata mole di richieste di connessione di impianti FER e data center, e considerando che il gestore di rete sembra aver identificato e definito una sola microzona all'interno della regione, si richiedono maggiori chiarimenti su come questi due elementi possano influenzarsi reciprocamente. Vorremmo nello specifico comprendere meglio la logica e i criteri utilizzati per definire una sola microzona, dato il numero significativo di richieste di connessione.</i></p>	<ul style="list-style-type: none">• Programmazione territoriale efficiente degli interventi di connessione• webinar del 16/04/25	<ul style="list-style-type: none">• 2.1.3• Slide 21

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

2	<p><i>Ringraziando per il chiarimento fornito in sede del webinar in merito alle opere per le quali Terna chiede l'autorizzazione modulare in 2 fasi degli interventi per il biennio 2025-2026 e per aver reso disponibile sul sito l'istanza presentata ad ARERA, si chiedono:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>chiarimenti sulle diverse informazioni contenute nell'istanza pubblicabile/pubblicata (prevista dalla delibera Arera 562/2024) agli operatori e quella effettivamente presentata ad ARERA (immaginando che il TSO possa effettivamente non aver pubblicato dati sensibili) per avere massima trasparenza sui criteri considerati da ARERA per la valutazione dell'esito dell'istanza.</i> • <i>conferma che, per quanto riguarda il Central Link (per il quale non sono state approvate le spese preliminari secondo quanto previsto dalla delibera 337/24), Terna, avendo già provveduto a presentare istanza al MASE per il procedimento autorizzativo standard, non intenda più sottoporre richiesta per tale intervento per ottenere l'autorizzazione in due fasi.</i> 	webinar del 16/04/25	Slide 53
3	<p><i>Secondo quanto dichiarato durante il webinar, il Central Link e l'HVDC Milano Montalto “ricadono nell'ambito dei progetti con esenzione dalla VIA”. Si chiedono chiarimenti in merito alla procedura di esenzione e ai criteri di richiesta/ottenimento e indicazione dei documenti ufficiali pubblici che ne formalizzerebbero l'esenzione.</i></p> <p><i>Inoltre, si riscontra un ritardo nel completamento di tali opere rispetto a quanto previsto dal Piano di Sviluppo 2023. Tale ritardo non sembra coerente con i benefici che l'esenzione dalla VIA dovrebbero apportare in termini di accelerazione delle tempistiche (circa 3 anni) a meno che non siano dovuti a cause differenti di rilevante impatto. Si chiedono chiarimenti in merito.</i></p>	webinar del 16/04/25	Slide 26
...			
...			
n			

Osservazioni
sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2025 e documenti di accompagnamento

Società / Ente / Associazione / Organismo: Energia Libera, 9 maggio 2025, prot. n. 50

Spunto S1. PROCESSO DI PREDISPOSIZIONE E CONSULTAZIONE DEL PIANO

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.

Si esprime un generale apprezzamento per le modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo (**PdS**). Tuttavia, si evidenzia come, a differenza di quanto avvenuto per la versione precedente del Piano, la consultazione dell'Autorità è stata avviata a ridosso della pubblicazione dello stesso da parte di Terna e in un periodo caratterizzato da numerose festività. Ciò ha di fatto ridotto la possibilità di svolgere un'analisi approfondita dei documenti.

Spunto S2. SCENARI E RELATIVI DATI

Osservazioni sul "**Documento di descrizione degli scenari**" 2024 predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas, sul capitolo 5 "Gli scenari energetici" del **documento "Stato del sistema elettrico e scenari energetici"** e sull'identificazione degli scenari a cui è applicata l'analisi costi benefici dello schema di Piano di sviluppo 2025.

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).

Si accoglie 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). Inoltre, si accoglie positivamente la predisposizione in forma coordinata tra Terna e Snam Rete gas 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. In particolare, si ritiene che lo sviluppo dello Scenario PNIEC Slow riferito ai diversi anni di analisi (2030, 2035 e 2040) sia particolarmente di valore all'interno degli scenari del Piano. Tale approccio, che riguarda gli obiettivi climatici previsti per il 2030 con alcuni anni di ritardo, potrebbe essere in effetti quello più realistico, e pertanto dovrebbe essere sviluppato con maggiore dettaglio all'interno delle analisi. Per esempio, la Figura 54 (*Dettaglio evoluzione capacità eolica e solare (GW) e capacità accumulati al netto dei pompaggi esistenti (GWh) al 2030 nello scenario PNIEC POLICY 2030*) fa riferimento all'evoluzione zonale della capacità eolica/solare e degli accumuli solamente con riferimento allo scenario di policy. Si ritiene che tale analisi zonale debba essere ripetuta anche per lo scenario PNIEC Slow per dare evidenza degli impatti in termini di volumi e distribuzione territoriale delle FRNP e degli accumuli legati ad un eventuale ritardo nel raggiungimento degli obiettivi di policy. Inoltre, per quanto riguarda il focus adeguatezza (pag. 97 del documento “*Stato del sistema elettrico e scenari energetici*”), si nota come questo non abbia di fatto subito modifiche rispetto alla versione presente nel Piano di Sviluppo 2023. Si ritiene che il tema dell'adeguatezza, data la sua rilevanza per il sistema elettrico, debba essere trattato più approfonditamente all'interno del Piano di Sviluppo. In particolare, dovrebbe essere garantita una più ampia integrazione tra il Rapporto Adeguatezza Italia ed il Piano di Sviluppo. A titolo di esempio, nel Rapporto Adeguatezza Italia 2024 (basato sui medesimi scenari del Piano di Sviluppo 2025) viene descritto l'impatto del rischio di dismissione degli impianti termoelettrici sull'adeguatezza. Tale analisi EVA svolta per gli anni orizzonte 2030 e 2035 mostra come la dismissione della capacità termoelettrica stimata come economicamente insostenibile (rispettivamente -20,7 e -23,6 GW) porrebbe il sistema in condizioni di forte inadeguatezza (oltre 100 ore annue di LOLE). Si ritiene che tali informazioni debbano essere presentate con maggior rilievo all'interno del Piano di Sviluppo, evidenziando con chiarezza la necessità di meccanismi di supporto all'adeguatezza del sistema (Mercato della Capacità) negli anni di scenario analizzati. Inoltre, in merito alle osservazioni sull'identificazione degli scenari a cui è applicata l'analisi costi benefici, analizzando i benefici delle varie opere del Piano, si riscontra poca uniformità degli scenari utilizzati. Nonostante Terna nel “Documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici” dichiari espressamente che “*Per gli interventi che presentano almeno un'opera principale autorizzata e che siano già stati oggetto dell'applicazione della presente metodologia, i risultati in termini di benefici, di IUS e VAN sono quelli presentati nel piano in cui è stato svolto l'ultimo aggiornamento dell'Analisi Costi Benefici*”, si ritiene che la mancata uniformità degli scenari di riferimento e il mancato aggiornamento dei valori di alcune opere non permetta un equo confronto tra tutte le opere del Piano e che, soprattutto per opere molto rilevanti impattanti/impattate lo/dallo sviluppo attuale e futuro della rete, sia invece necessario effettuare sempre una nuova valutazione dei benefici e dei costi attesi a prescindere dall'avvenuta autorizzazione o meno delle opere stesse.

Spunto S3. METODOLOGIA DI ANALISI COSTI BENEFICI E IPOTESI APPLICATIVE

Osservazioni sul “**Documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici**”, e sugli aggiornamenti delle stime di costo effettuate da Terna, anche in relazione ai recenti incrementi dei costi di realizzazione delle infrastrutture elettriche.

Si ritiene positivo l'aggiornamento del Documento Metodologico. Tuttavia, come sottolineato in merito al Piano di Sviluppo precedente, si ritiene che tale documento dovrebbe includere informazioni puntuali e di dettaglio relative ai costi di tutti gli elementi di sistema, inclusi, per esempio, FACTS, STATCOM, DTR, PMU, ecc. Inoltre, per rendere il report esaustivo e trasparente, si ritiene che questo debba contenere anche l'analisi costi/benefici dei dispositivi contenuti nel Piano di Difesa. Inoltre, 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, si richiede di inserire 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. Infine, sempre in merito alla trasparenza nell'elaborazione del Piano, si evidenzia come questo aspetto sia fondamentale per la valutazione delle analisi costi-benefici effettuate dal TSO sui progetti da lui stesso presentati. In questa circostanza, è appunto di primaria importanza che gli investimenti di rete, con particolare riferimento all'adeguatezza ed alla robustezza, ma anche alla risoluzione delle congestioni, si basino su processi chiari e trasparenti, e che vengano presi in considerazione tutti i possibili contributi delle risorse già disponibili nel sistema e non solo delle infrastrutture che verranno sviluppate dal gestore di rete.

Spunto S4. STATO DEL SISTEMA E NECESSITÀ DI SVILUPPO

Osservazioni sul **documento “Stato del sistema elettrico e scenari energetici”** dello schema di Piano di sviluppo 2025 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 2025, sia nel rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, edizione 2025, disponibile sul sito di Terna (https://download.terna.it/terna/Terna_Rapporto_Identificazione_Capacita_Obiettivo_2025_8dd5a76773e5cf4.pdf).

Con riferimento al box di testo relativo al Mercato della Capacità (pag. 46), si ritiene utile che questo venga esteso riportandovi maggiori informazioni, coerentemente con i contenuti dei report di adeguatezza fino ad ora pubblicati, in modo tale che il Piano di Sviluppo sia completo ed armonizzato con le altre pubblicazioni da parte di Terna (es. il RAI). In aggiunta, occorre chiarire se il Piano di Sviluppo consideri l'esecuzione di ulteriori aste del Capacity Market rispetto a quelle già svolte/previste (periodo post 2028). Inoltre, in ottica di una sempre maggiore trasparenza, si ritiene possa rappresentare un valore aggiunto: a) ampliare la sezione di Focus sulla MPRIN (che ha ormai sostituito la MPE ai sensi della Delibera 128/2025/R/efr di ARERA) con ulteriori elementi numerico-statistici che permettano di fornire una visione più completa e dettagliata sull'entità del fenomeno, idealmente fornendo un dettaglio dei GWh di energia ridotti distinti per tipologia di impianto, livello di tensione e zone di mercato; b) introdurre una mappatura completa dei dispositivi di tensione ad oggi in esercizio. Infine, sarebbe opportuno rappresentare nel Piano anche gli interventi dei sistemi di Difesa del Sistema Elettrico per avere una visualizzazione d'insieme degli interventi rilevanti di Terna sulla RTN, indicando come gli interventi del Piano di Sviluppo si integrano con quelli del Piano di Difesa. La mancanza di queste informazioni rappresenta infatti un gap conoscitivo rilevante per la pianificazione da parte degli operatori delle proprie attività.

Spunto S5. COSTI, BENEFICI, IMPATTI DELL'INTERO PIANO

Osservazioni sull'ammontare dei **costi stimati** per l'implementazione dello schema di Piano di sviluppo 2025 (23 miliardi di euro di investimenti nell'orizzonte temporale 2025-2034 e oltre 40 miliardi di euro per l'intero portafoglio di investimenti, anche oltre il 2034) e sugli impatti e benefici previsti (cfr. in particolare, **il documento “Benefici di sistema e analisi robustezza rete”** dello schema di Piano di sviluppo).

n/a

Spunto S6. DORSALI HYPERGRID

Osservazioni sulle dorsali denominate Hypergrid, presentata nel Piano di Sviluppo e in dettagli **nei documenti “Avanzamento piani di sviluppo precedenti”**.

n/a

Spunto S7. ALTRI INTERVENTI PER L'INCREMENTO DI CAPACITÀ DI TRASPORTO

Osservazioni sugli interventi e gli incrementi attesi di capacità di trasporto tra zone interne, come sintetizzati nel **documento “Benefici di sistema e analisi robustezza rete”**.

n/a

Spunto S8. NUOVI INTERVENTI DI SVILUPPO

Osservazioni:

- sugli interventi di incremento di capacità di trasporto intrazonale proposti nel **documento “Esigenze di sviluppo i nuovi progetti”** sulla base dell'approccio descritto nel **documento “Programmazione territoriale efficiente e interventi di connessione”**
- sugli altri nuovi interventi dello schema di Piano di sviluppo 2025 proposti nel **documento “Esigenze di sviluppo i nuovi progetti”**.
- sulle proposte di variazione dell'ambito della RTN (sezione 1.2. del **documento “Stato del sistema elettrico e scenari energetici”**, pagine 14-15).

n/a

Spunto S9. INTERCONNESSIONI NEL CENTRO E NEL SUD DELL'ITALIA

Osservazioni sugli approfondimenti presentati da Terna a integrazione dello schema di Piano di sviluppo 2025

Osservazioni sull'intervento di sviluppo **HVDC Italia-Grecia**, codice 554-P.

Osservazioni sul **secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro**, codice 401-P.

Osservazioni sull'intervento di **interconnessione Italia - Tunisia**, codice 601-I.

In linea con quanto riportato nella risposta alla consultazione relativa al PdS 2023, si esprime preoccupazione rispetto agli impatti dell'interconnessione Italia-Tunisia sulla gestione del dispacciamento in Sicilia, tenendo conto in particolare dello sviluppo delle FER atteso nel Sud Italia e in Tunisia. Il rischio connesso allo sviluppo di questa interconnessione potrebbe essere quello di aggravare il livello di congestione della rete siciliana, dell'elettrodotto Sorgente – Rizziconi e delle dorsali verso il nord Italia. Si ritiene quindi che l'entrata in esercizio del progetto 601-I dovrebbe essere subordinata alla realizzazione delle altre linee di connessione che dovrebbero se non risolvere, quantomeno attenuare il problema delle congestioni nell'Isola, ed alla completa realizzazione del collegamento con il Continente (progetto Tyrrhenian Link).

Spunto S10. INTERCONNESSIONI NEL NORD DELL'ITALIA

Osservazioni sui progetti di interconnessione con l'estero alle frontiere settentrionali.

Osservazioni specifiche in relazione all'assenza di progetti di incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera durante l'orizzonte decennale di piano.

Osservazioni specifiche in relazione all'assenza di progetti di incremento della capacità di interconnessione con la Francia.

n/a

Spunto S11. PROGETTI DI PROMOTORI TERZI

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

n/a

Spunto S12. AVANZAMENTO DEGLI INTERVENTI

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 2025, 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, nonché su possibili miglioramenti delle schede.

[n/a](#)

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).

Format per la raccolta delle osservazioni
sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2025 e documenti di accompagnamento

Società / Ente / Associazione / Organismo: Eni

Spunto S1. PROCESSO DI PREDISPOSIZIONE E CONSULTAZIONE DEL PIANO

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.

Si auspica che il processo di condivisione delle informazioni con gli operatori prosegua con un crescente livello di trasparenza.

A tal fine si ritiene utile integrare il Piano di Sviluppo con:

- Le ultime informazioni disponibili provenienti da altri documenti pubblicati da Terna che hanno dei contenuti rilevanti rispetto ai temi trattati nel Piano di sviluppo (come, ad esempio, il Rapporto di Adeguatezza)
- Gli interventi previsti nel Piano di Difesa della rete elettrica, così da avere una mappatura completa

Inoltre, si sottolinea l'importanza di rendere disponibili informazioni relative alle richieste di connessione di Data Center e dei progetti di Cold Ironing.

Infine, si ritiene che la pubblicazione di una mappatura completa dei dispositivi per la regolazione della tensione ad oggi in esercizio e di quelli programmati possa rappresentare un valore aggiunto.

Spunto S2. SCENARI E RELATIVI DATI

Osservazioni sul "**Documento di descrizione degli scenari**" 2024 predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas, sul capitolo 5 "Gli scenari energetici" del **documento "Stato del sistema elettrico e scenari energetici"** e sull'identificazione degli scenari a cui è applicata l'analisi costi benefici dello schema di Piano di sviluppo 2025.

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).

Si ritiene che il tema dell'adeguatezza, data la sua rilevanza per il sistema elettrico, debba essere trattato più approfonditamente e con più trasparenza all'interno del Piano di Sviluppo.

In tal senso si segnala che:

- il focus adeguatezza (pag 97 del documento “*Stato del sistema elettrico e scenari energetici*”), non abbia di fatto subito modifiche rispetto alla versione presente nel Piano di Sviluppo 2023;
- dovrebbe essere garantita maggior integrazione tra il Rapporto Adeguatezza Italia ed il Piano di Sviluppo stesso.
A titolo di esempio nel Rapporto Adeguatezza Italia 2024 (basato sui medesimi scenari del Piano di Sviluppo 2025):
 - viene descritto l'impatto del rischio di dismissione degli impianti termoelettrici sull'adeguatezza;
 - il grafico del margine minimo di adeguatezza è aggiornato al 2024 (a tal proposito sarebbe molto interessante integrare il grafico con i valori di adeguatezza che Terna ritiene sufficienti per esercire in sicurezza il sistema elettrico).

Considerando la rilevanza del tema adeguatezza per il sistema elettrico e l'importanza che il mercato fornisca i necessari incentivi al mantenimento in efficienza e allo sviluppo della capacità di generazione necessaria a garantire l'adeguatezza, , si segnala la necessità dare maggior rilievo alle informazioni relative all'adeguatezza all'interno dei Piano di Sviluppo, evidenziando con chiarezza la necessità di meccanismi di supporto per il sistema elettrico (Mercato della Capacità) negli anni di scenario analizzati. Si coglie l'occasione per ricordare che l'attuale Disciplina del mercato della capacità è autorizzata fino al 31 dicembre 2028. È quindi necessario che venga aperto al più presto il processo per la definizione della Disciplina post 2028.

Spunto S3. METODOLOGIA DI ANALISI COSTI BENEFICI E IPOTESI APPLICATIVE

Osservazioni sul “**Documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici**”, e sugli aggiornamenti delle stime di costo effettuate da Terna, anche in relazione ai recenti incrementi dei costi di realizzazione delle infrastrutture elettriche.

Nessuna osservazione specifica.

Spunto S4. STATO DEL SISTEMA E NECESSITÀ DI SVILUPPO

Osservazioni sul **documento “Stato del sistema elettrico e scenari energetici”** dello schema di Piano di sviluppo 2025 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 2025, sia nel rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, edizione 2025, disponibile sul sito di Terna (https://download.terna.it/terna/Terna_Rapporto_Identificazione_Capacita_Obiettivo_2025_8dd5a76773e5cf4.pdf).

Facendo riferimento al box di testo relativo al Capacity Market (pag 46), si ritiene utile integrarlo con maggiori informazioni, coerentemente con i contenuti dei Report di Adeguatezza fino ad ora pubblicati, in modo tale che il Piano di Sviluppo sia completo ed armonizzato con le altre pubblicazioni da parte di Terna.

Da ultimo, occorre chiarire se il Piano di Sviluppo consideri l'esecuzione di ulteriori aste del Capacity Market rispetto a quelle già svolte/previste (periodo post 2028).

Facendo invece riferimento alla regolazione di tensione, preme sottolineare che l'esigenza di sviluppo di nuovi compensatori dovrebbe essere giustificata sulla base di un'analisi che, dal punto di vista della massimizzazione del benessere sociale, dimostri la preferenza di tale soluzione rispetto ad altre alternative, compreso l'utilizzo delle risorse esistenti, idonee a soddisfare le esigenze del sistema.

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).

In conformità con il proprio ruolo il gestore di rete dovrebbe 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. COSTI, BENEFICI, IMPATTI DELL'INTERO PIANO

Osservazioni sull'ammontare dei **costi stimati** per l'implementazione dello schema di Piano di sviluppo 2025 (23 miliardi di euro di investimenti nell'orizzonte temporale 2025-2034 e oltre 40 miliardi di euro per l'intero portafoglio di investimenti, anche oltre il 2034) e sugli impatti e benefici previsti (cfr. in particolare, **il documento “Benefici di sistema e analisi robustezza rete”** dello schema di Piano di sviluppo).

Nessuna osservazione specifica.

Spunto S6. DORSALI HYPERGRID

Osservazioni sulle dorsali denominate Hypergrid, presentata nel Piano di Sviluppo e in dettagli **nei documenti “Avanzamento piani di sviluppo precedenti”**.

Nessuna osservazione specifica.

Spunto S7. ALTRI INTERVENTI PER L'INCREMENTO DI CAPACITÀ DI TRASPORTO

Osservazioni sugli interventi e gli incrementi attesi di capacità di trasporto tra zone interne, come sintetizzati nel **documento “Benefici di sistema e analisi robustezza rete”**.

Considerata la previsione di ingresso del primo ramo est del Tyrrhenian Link (fonte documento “Aggiornamento dell’analisi costi benefici del collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna (723-P)” redatto a giugno 2024) e dell’anno di completamento delle stazioni di conversione HVDC Continente-Sicilia (2028), riteniamo opportuno che venga fornito un maggior dettaglio sugli eventuali impatti sui limiti di transito tra le zone già dal 2027.

Spunto S8. NUOVI INTERVENTI DI SVILUPPO

Osservazioni:

- sugli interventi di incremento di capacità di trasporto intrazonale proposti nel **documento “Esigenze di sviluppo i nuovi progetti”** sulla base dell’approccio descritto nel **documento “Programmazione territoriale efficiente e interventi di connessione”**
- sugli altri nuovi interventi dello schema di Piano di sviluppo 2025 proposti nel **documento “Esigenze di sviluppo i nuovi progetti”**.
- sulle proposte di variazione dell’ambito della RTN (sezione 1.2. del **documento “Stato del sistema elettrico e scenari energetici”**, pagine 14-15).

In merito alla nuova logica adottata da Terna per la Programmazione Territoriale Efficiente, accompagnata dalla recente consultazione del MASE per la saturazione virtuale delle connessioni, si ritiene che tale novità non debba avere impatti sulle procedure di connessione già avviate (comprese le connessioni relative a centrali termoelettriche).

Spunto S9. INTERCONNESSIONI NEL CENTRO E NEL SUD DELL'ITALIA

Osservazioni sugli approfondimenti presentati da Terna a integrazione dello schema di Piano di sviluppo 2025

Osservazioni sull'intervento di sviluppo **HVDC Italia-Grecia**, codice 554-P.

Osservazioni sul **secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro**, codice 401-P.

Osservazioni sull'intervento di **interconnessione Italia - Tunisia**, codice 601-I.

In merito all'interconnessione Italia-Tunisia, considerando lo sviluppo delle FER atteso nel Sud Italia e in Tunisia, si intravede il rischio di aggravare il livello di congestione della rete siciliana ed in particolare dell'elettrodotto Sorgente – Rizziconi e delle dorsali verso il nord Italia. Si ritiene quindi che l'entrata in esercizio del progetto 601-I dovrebbe essere subordinata alla realizzazione delle altre linee di connessione che dovrebbero se non risolvere, quantomeno attenuare il problema delle congestioni nell'Isola, ed alla completa realizzazione del collegamento con il Continente (progetto Tyrrhenian Link).

Spunto S10. INTERCONNESSIONI NEL NORD DELL'ITALIA

Osservazioni sui progetti di interconnessione con l'estero alle frontiere settentrionali.

Osservazioni specifiche in relazione all'assenza di progetti di incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera durante l'orizzonte decennale di piano.

Osservazioni specifiche in relazione all'assenza di progetti di incremento della capacità di interconnessione con la Francia.

Nessuna osservazione specifica.

Spunto S11. PROGETTI DI PROMOTORI TERZI

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

Nessuna osservazione specifica.

Spunto S12. AVANZAMENTO DEGLI INTERVENTI

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 2025, 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, nonché su possibili miglioramenti delle schede.

Nessuna osservazione specifica.

Eventuali ulteriori osservazioni

Nr. progressivo	Osservazione ¹	Documento	Paragrafo
1			
2			
3			
...			
n			

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

Format per la raccolta delle osservazioni
sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2025 e documenti di accompagnamento

Società / Ente / Associazione / Organismo: EP PRODUZIONE S.P.A.

Spunto S1. PROCESSO DI PREDISPOSIZIONE E CONSULTAZIONE DEL PIANO

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.

(inserire qui le osservazioni)

Esprimiamo particolare apprezzamento e accogliamo con favore le modalità con cui è stato predisposto il Piano di Sviluppo, tuttavia, si rileva che, diversamente rispetto alla precedente edizione del Piano, la consultazione da parte di ARERA è stata avviata in concomitanza con la pubblicazione del documento da parte di Terna, limitando il tempo a disposizione per effettuare un'analisi approfondita. Inoltre, riteniamo che alcuni aspetti del Piano meriterebbero un'attenzione più articolata, tra questi, segnaliamo la definizione delle nuove microzone. In particolare, siamo a chiedere una maggiore trasparenza circa le ipotesi che hanno portato alla definizione numerica e territoriale delle stesse. In tal senso, sarebbe auspicabile che il Piano fornisse una esplicitazione più chiara delle ipotesi alla base della suddivisione del territorio in microzone, specificando i criteri utilizzati, la metodologia seguita e il modo in cui tali suddivisioni potranno integrarsi con la pianificazione della capacità produttiva e di connessione.

Spunto S2. SCENARI E RELATIVI DATI

Osservazioni sul "**Documento di descrizione degli scenari**" 2024 predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas, sul capitolo 5 "Gli scenari energetici" del **documento "Stato del sistema elettrico e scenari energetici"** e sull'identificazione degli scenari a cui è applicata l'analisi costi benefici dello schema di Piano di sviluppo 2025.

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).

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S3. METODOLOGIA DI ANALISI COSTI BENEFICI E IPOTESI APPLICATIVE

Osservazioni sul “**Documento metodologico per l’applicazione dell’analisi costi benefici**”, e sugli aggiornamenti delle stime di costo effettuate da Terna, anche in relazione ai recenti incrementi dei costi di realizzazione delle infrastrutture elettriche.

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S4. STATO DEL SISTEMA E NECESSITÀ DI SVILUPPO

Osservazioni sul **documento “Stato del sistema elettrico e scenari energetici”** dello schema di Piano di sviluppo 2025 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 2025, sia nel rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, edizione 2025, disponibile sul sito di Terna (https://download.terna.it/terna/Terna_Rapporto_Identificazione_Capacita_Obiettivo_2025_8dd5a76773e5cf4.pdf).

(inserire qui le osservazioni)

Con riferimento al box di testo relativo al *Capacity Market* (pag 46), richiediamo che venga dedicato maggiore spazio all’analisi del mercato della capacità per gli anni successivi al 2028, includendo una descrizione più approfondita delle ipotesi di evoluzione normativa e di mercato, del fabbisogno residuo di capacità e delle eventuali misure da adottare per garantire la sicurezza dell’approvvigionamento nel medio-lungo periodo. Inoltre, riteniamo sia auspicabile garantire una maggiore integrazione tra il Piano di Sviluppo 2025 e il Rapporto di Adeguatezza, al fine di assicurare maggiore coerenza tra le scelte infrastrutturali pianificate e le analisi previsionali sulla sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico nazionale, come previsto anche dal Regolamento (UE) 2019/943 nonché dalle Linee Guida ACER in materia di adeguatezza.

Spunto S5. COSTI, BENEFICI, IMPATTI DELL'INTERO PIANO

Osservazioni sull'ammontare dei **costi stimati** per l'implementazione dello schema di Piano di sviluppo 2025 (23 miliardi di euro di investimenti nell'orizzonte temporale 2025-2034 e oltre 40 miliardi di euro per l'intero portafoglio di investimenti, anche oltre il 2034) e sugli impatti e benefici previsti (cfr. in particolare, **il documento “Benefici di sistema e analisi robustezza rete”** dello schema di Piano di sviluppo).

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S6. DORSALI HYPERGRID

Osservazioni sulle dorsali denominate Hypergrid, presentata nel Piano di Sviluppo e in dettagli **nei documenti “Avanzamento piani di sviluppo precedenti”**.

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S7. ALTRI INTERVENTI PER L'INCREMENTO DI CAPACITÀ DI TRASPORTO

Osservazioni sugli interventi e gli incrementi attesi di capacità di trasporto tra zone interne, come sintetizzati nel **documento “Benefici di sistema e analisi robustezza rete”**.

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S8. NUOVI INTERVENTI DI SVILUPPO

Osservazioni:

- sugli interventi di incremento di capacità di trasporto intrazonale proposti nel **documento “Esigenze di sviluppo i nuovi progetti”** sulla base dell'approccio descritto nel **documento “Programmazione territoriale efficiente e interventi di connessione”**
- sugli altri nuovi interventi dello schema di Piano di sviluppo 2025 proposti nel **documento “Esigenze di sviluppo i nuovi progetti”**.
- sulle proposte di variazione dell'ambito della RTN (sezione 1.2. del **documento “Stato del sistema elettrico e scenari energetici”**, pagine 14-15).

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S9. INTERCONNESSIONI NEL CENTRO E NEL SUD DELL'ITALIA

Osservazioni sugli approfondimenti presentati da Terna a integrazione dello schema di Piano di sviluppo 2025

Osservazioni sull'intervento di sviluppo **HVDC Italia-Grecia**, codice 554-P.

Osservazioni sul **secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro**, codice 401-P.

Osservazioni sull'intervento di **interconnessione Italia - Tunisia**, codice 601-I.

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S10. INTERCONNESSIONI NEL NORD DELL'ITALIA

Osservazioni sui progetti di interconnessione con l'estero alle frontiere settentrionali.

Osservazioni specifiche in relazione all'assenza di progetti di incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera durante l'orizzonte decennale di piano.

Osservazioni specifiche in relazione all'assenza di progetti di incremento della capacità di interconnessione con la Francia.

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S11. PROGETTI DI PROMOTORI TERZI

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

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S12. AVANZAMENTO DEGLI INTERVENTI

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 2025, 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, nonché su possibili miglioramenti delle schede.

(inserire qui le osservazioni)

....

Eventuali ulteriori osservazioni

Nr. progressivo	Osservazione ¹	Documento	Paragrafo
1	<p>Alla luce del recente blackout che ha interessato ampie aree della Spagna, si ritiene opportuno reiterare ad ARERA la richiesta di sollecitare Terna alla predisposizione di uno studio aggiornato sulle condizioni di sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico della Sardegna, con riferimento agli scenari previsti al 2030, 2035 e 2040.</p> <p>In attesa che siano chiarite le cause che hanno condotto al blackout spagnolo, ad oggi attribuito ad un improvviso squilibrio tra produzione e domanda, con dinamiche legate anche alla crescente incidenza delle fonti rinnovabili non programmabili e a una possibile ridotta disponibilità di capacità di riserva o di black start, ci si interroga sulla resilienza delle reti in contesti sempre più decarbonizzati e interconnessi. In questo contesto, si ritiene fondamentale comprendere se la Sardegna - anch'essa avviata verso un percorso di <i>phase-out</i> delle centrali a carbone e con un futuro incerto per la centrale Sarlux - possa trovarsi, in assenza di adeguate misure, esposta a criticità analoghe. In tal senso, siamo a chiedere che venga predisposto uno studio che includa:</p> <ul style="list-style-type: none">• Una valutazione delle capacità di riaccensione della rete in assenza di interconnessioni operative;• Un'analisi della sicurezza del sistema elettrico sardo in scenari differenziati (es. con e senza la centrale Sarlux in esercizio);• La definizione dei requisiti infrastrutturali e operativi volti a garantire la resilienza del sistema nei prossimi decenni, in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione.	/	/

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

2	<p>Alla luce di quanto disposto con deliberazione 170/2025/R/gas, con cui l’Autorità ha aggiornato le disposizioni relative al Piano di Sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, siamo a chiedere, anche nell’ottica di contenere i costi che gravano sulla bolletta dei consumatori, che il costo delle opere di rete previste nel Piano di Sviluppo venga reso più trasparente. Il Piano, infatti, non fornisce dettagli specifici sugli impatti tariffari di ciascun intervento, né confronti diretti con alternative come le centrali CCGT. In particolare, chiediamo che venga fornita una stima più granulare dei possibili impatti tariffari in modo tale da valutare soluzioni alternative (es. CCGT nel CM) in ottica di una maggiore efficienza economica. Privilegiare i cavi - rispetto agli impianti CCGT- appare limitante poiché, un impianto termoelettrico potrebbe fornire flessibilità e sicurezza al sistema elettrico, favorendo, entro certi limiti, l’integrazione delle RES e servizi di riaccensione, rappresentando, di conseguenza, una soluzione equilibrata ai fini della riduzione dei costi in bolletta.</p>	/	/
...			
...			
n			

**Format per la raccolta delle osservazioni
sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2025 e documenti di accompagnamento**

Ente: Regione Lombardia

Spunto S1. PROCESSO DI PREDISPOSIZIONE E CONSULTAZIONE DEL PIANO

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.

Regione Lombardia non ritiene di fare osservazioni a riguardo.

Spunto S2. SCENARI E RELATIVI DATI

Osservazioni sul “**Documento di descrizione degli scenari**” 2024 predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas, sul capitolo 5 “Gli scenari energetici” del **documento “Stato del sistema elettrico e scenari energetici”** e sull'identificazione degli scenari a cui è applicata l'analisi costi benefici dello schema di Piano di sviluppo 2025.

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).

Nel “Documento di descrizione degli scenari 2024” al capitolo 5 “Input e riferimenti metodologici” - paragrafo “Evoluzione della capacità interzonale”, la capacità massima di scambio interzonale tra le zone di mercato Nord e Centro Nord è prevista nei 4 scenari (2023, 2030, 2035 e 2040) soltanto in un punto (Regione Veneto). Secondo Regione Lombardia è opportuno prevedere un secondo punto di scambio interzonale all'interno del proprio territorio in grado da un lato di rispondere al crescente carico e consumo elettrico regionale, dovuto alla decarbonizzazione e transizione energetica, all'elettrificazione dei consumi e della mobilità, allo sviluppo dei Data Center (DC) e dall'altro di incrementare la sicurezza e resilienza della rete nazionale strategica.

Spunto S3. METODOLOGIA DI ANALISI COSTI BENEFICI E IPOTESI APPLICATIVE

Osservazioni sul “**Documento metodologico per l’applicazione dell’analisi costi benefici**”, e sugli aggiornamenti delle stime di costo effettuate da Terna, anche in relazione ai recenti incrementi dei costi di realizzazione delle infrastrutture elettriche.

Regione Lombardia non ritiene di fare osservazioni a riguardo.

Spunto S4. STATO DEL SISTEMA E NECESSITÀ DI SVILUPPO

Osservazioni sul **documento “Stato del sistema elettrico e scenari energetici”** dello schema di Piano di sviluppo 2025 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 2025, sia nel rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, edizione 2025, disponibile sul sito di Terna (https://download.terna.it/terna/Terna_Rapporto_Identificazione_Capacita_Obiettivo_2025_8dd5a76773e5cf4.pdf).

Si rimanda alle osservazioni fornite per gli spunti S2 e S6

Spunto S5. COSTI, BENEFICI, IMPATTI DELL’INTERO PIANO

Osservazioni sull’ammontare dei **costi stimati** per l’implementazione dello schema di Piano di sviluppo 2025 (23 miliardi di euro di investimenti nell’orizzonte temporale 2025-2034 e oltre 40 miliardi di euro per l’intero portafoglio di investimenti, anche oltre il 2034) e sugli impatti e benefici previsti (cfr. in particolare, **il documento “Benefici di sistema e analisi robustezza rete”** dello schema di Piano di sviluppo).

Regione Lombardia non ritiene di fare osservazioni a riguardo.

Spunto S6. DORSALI HYPERGRID

Osservazioni sulle dorsali denominate Hypergrid, presentata nel Piano di Sviluppo e in dettagli **nei documenti “Avanzamento piani di sviluppo precedenti”**.

Nel documento “Piano di sviluppo Avanzamento piani di sviluppo precedenti Nord Ovest” al capitolo 2 “Principali interventi di sviluppo” – paragrafo 2.2 “Area Nord”, è previsto il completamento tra il 2033 e il 2034 del Hypergrid Milano-Montalto che dovrebbe incrementare la

capacità di trasporto di 2,1 GW. Secondo Regione Lombardia, tale incremento risulta insufficiente a soddisfare la domanda energetica regionale, legata alla decarbonizzazione e transizione energetica, all'elettrificazione dei consumi e della mobilità e soprattutto allo sviluppo dei Data Center (DC), come confermato dal crescente numero di richieste di allaccio alla rete elettrica di trasmissione nazionale provenienti dalla Lombardia. Si propone come soluzione al problema la connessione del territorio lombardo anche ad altre principali dorsali di rete nazionale, ad esempio il prolungamento della dorsale Foggia-Forlì verso la Lombardia, anche nell'ottica di migliorare lo scambio interzonale tra le zone di mercato Nord e Centro Nord, come indicato nelle osservazioni allo spunto S2.

Spunto S7. ALTRI INTERVENTI PER L'INCREMENTO DI CAPACITÀ DI TRASPORTO

Osservazioni sugli interventi e gli incrementi attesi di capacità di trasporto tra zone interne, come sintetizzati nel **documento “Benefici di sistema e analisi robustezza rete”**.

Regione Lombardia non ritiene di fare osservazioni a riguardo.

Spunto S8. NUOVI INTERVENTI DI SVILUPPO

Osservazioni:

- sugli interventi di incremento di capacità di trasporto intrazonale proposti nel **documento “Esigenze di sviluppo i nuovi progetti”** sulla base dell'approccio descritto nel **documento “Programmazione territoriale efficiente e interventi di connessione”**
- sugli altri nuovi interventi dello schema di Piano di sviluppo 2025 proposti nel **documento “Esigenze di sviluppo i nuovi progetti”**.
- sulle proposte di variazione dell'ambito della RTN (sezione 1.2. del **documento “Stato del sistema elettrico e scenari energetici”**, pagine 14-15).

Si rimanda alle osservazioni fornite per gli spunti S2, S6 e S12

Spunto S9. INTERCONNESSIONI NEL CENTRO E NEL SUD DELL'ITALIA

Osservazioni sugli approfondimenti presentati da Terna a integrazione dello schema di Piano di sviluppo 2025

Osservazioni sull'intervento di sviluppo **HVDC Italia-Grecia**, codice 554-P.

Osservazioni sul **secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro**, codice 401-P.

Osservazioni sull'intervento di **interconnessione Italia - Tunisia**, codice 601-I.

Regione Lombardia non ritiene di fare osservazioni a riguardo.

Spunto S10. INTERCONNESSIONI NEL NORD DELL'ITALIA

Osservazioni sui progetti di interconnessione con l'estero alle frontiere settentrionali.

Osservazioni specifiche in relazione all'assenza di progetti di incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera durante l'orizzonte decennale di piano.

Osservazioni specifiche in relazione all'assenza di progetti di incremento della capacità di interconnessione con la Francia.

Nel documento "Piano di sviluppo overview" al capitolo 3 "Obiettivi da perseguire, strategia di sviluppo della RTN e investimenti del nuovo Piano di Sviluppo", paragrafo 3.3 "Sviluppare le interconnessioni con l'estero" è prevista fuori dall'orizzonte temporale del piano di sviluppo Terna, una nuova interconnessione Italia-Svizzera e razionalizzazione della Valchiavenna al fine di incrementare la capacità di trasporto tra la rete di trasmissione italiana e quella svizzera, nel più ampio sviluppo del corridoio Nord-Sud Italia-Svizzera-Germania.

Secondo Regione Lombardia, l'incremento delle connessioni bidirezionali con paesi esteri è da considerare, però in via residuale, al fine di non penalizzare l'indipendenza energetica nazionale e la composizione del prezzo zonale.

Spunto S11. PROGETTI DI PROMOTORI TERZI

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

Regione Lombardia non ritiene di fare osservazioni a riguardo.

Spunto S12. AVANZAMENTO DEGLI INTERVENTI

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 2025, 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, nonché su possibili miglioramenti delle schede.

Nel documento “Piano di sviluppo Avanzamento piani di sviluppo precedenti Nord Ovest” al capitolo 4 “Schede degli interventi dei Piani di sviluppo Precedenti” – sezione 4.3 “Area Nord” paragrafo 4.3.1 “Scheda interventi pianificati Area Nord” nell’ambito del riassetto della linea Colà-Tavazzano (intervento contrassegnato da ID 169-P), occorre procedere all’interramento del tratto in corrispondenza del comune di Castiglione delle Stiviere.

Occorre, inoltre, risolvere le problematiche di pressione infrastrutturale e di forte impatto ambientale procedendo con l’interramento del tratto sommitale della Glorenza-Tirano-derivazione Premadio in località Passo dello Stelvio, all’interno del Parco Nazionale dello Stelvio

	<p><i>che per l'alta densità di attività economiche che si avvalgono sempre di più del cloud computing e dell'intelligenza artificiale (AI). Non è possibile ignorare che i cloud provider internazionali manifestano rilevante interesse verso la creazione di partnership strategiche con i soggetti locali, al fine di offrire servizi digitali di nuova generazione. Inoltre, la Regione Lombardia ha fornito supporto normativo ai Comuni, mediante la predisposizione con DGR 2629 del 24 giugno 2024 delle linee guida specifiche per la realizzazione di datacenter, riducendo incertezze e discrezionalità da parte degli enti locali.</i></p> <p><i>Detto che è opportuno un intervento normativo per controllare le richieste e limitare l'iter a quelle con reali esigenze, nel PdS non si rileva un piano di azioni coordinate che siano concretamente volte ad affrontare il cluster di domande di connessione dei Data Center presenti a sistema che riguardano il territorio lombardo.</i></p> <p><i>È evidente che le esigenze del territorio non trovano adeguata risposta nel PdS attuale, infatti, il fenomeno di crescente carico e consumo elettrico in Lombardia richiede un confronto dedicato, dati i suoi impatti sistemici e territoriali. Non bastano valutazioni di massima: serve un coinvolgimento diretto delle autorità e una risposta infrastrutturale mirata.</i></p> <p><i>Alla luce di quanto sopra, si propone di valutare l'inserimento di interventi strategici, impegnativi, ma non più rinviabili alla luce delle circostanze attuali, quali:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• implementazione dello scambio interzonale;</i> <i>• connessione del territorio lombardo alle principali dorsali di rete nazionale, ad esempio il prolungamento della dorsale Foggia-Forlì verso la Lombardia;</i> <i>• in via residuale considerare l'incremento delle connessioni bidirezionali con paesi esteri in ottica, comunque, di non penalizzare l'indipendenza energetica nazionale e la composizione del prezzo zonale.</i> <p><i>I benefici di questo approccio sarebbero significativi e sistemici:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• incremento della capacità di trasporto e la riduzione delle congestioni di rete, si otterrebbe dunque una maggiore stabilità del sistema, essenziale per la crescita dei carichi urbani, industriali e digitali;</i> <i>• facilitazione dell'integrazione delle fonti rinnovabili e dell'assorbimento della produzione da FER, in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione del PNIEC e con quelli previsti dal progetto di legge lombarda sulle aree idonee che prevede un ulteriore incremento di FER rispetto al PNIEC;</i> 	<p><i>“Piano di sviluppo overview”</i></p> <p><i>di</i></p> <p><i>“Piano di sviluppo Avanzamento piani di sviluppo precedenti Nord Ovest”</i></p>	<p><i>Cap. 3 Obiettivi da perseguire, strategia di sviluppo della RTN e investimenti del nuovo Piano di Sviluppo”,</i> <i>paragrafo 3.3 “Sviluppare le interconnessioni con l'estero”</i></p> <p><i>Cap 4 “Schede degli interventi dei Piani di sviluppo Precedenti” –</i> <i>sezione 4.3 “Area Nord”</i> <i>paragrafo 4.3.1 “Scheda interventi pianificati Area Nord”</i></p>
--	--	---	---

- *resilienza, sicurezza energetica e rafforzamento della rete contro guasti e blackout, in un contesto sempre più sensibile alla continuità del servizio;*
- *supporto alla crescita economica regionale, in quanto una rete elettrica forte è prerequisito per attrarre investimenti e garantire competitività al sistema produttivo lombardo;*
- *preparazione a eventi internazionali: la Lombardia deve poter garantire affidabilità energetica in occasione di eventi globali come i Giochi Olimpici Milano-Cortina 2026, e candidarsi per altri appuntamenti futuri;*
- *ambire ad una strategia di lungo termine che guarda ad un sistema elettrico più flessibile, resiliente e in linea con le esigenze del Paese.*

Infine, per migliorare la percezione negativa e spesso oppositiva delle comunità che da anni convivono con le linee esistenti, si rinnovano le seguenti richieste:

- *mettere in atto gli interventi previsti dal protocollo d'intesa sottoscritto tra Terna e Regione Lombardia in data 8 luglio 2024;*
- *procedere all'interramento del tratto in corrispondenza del comune di Castiglione delle Stiviere, nell'ambito del riassetto della linea Colà-Tavazzano (intervento contrassegnato da ID 169-P), o in alternativa considerare quest'opera tra le compensazioni da prevedere per l'attuazione dell'intervento Hypergrid Milano-Montalto;*
- *risolvere le problematiche di pressione infrastrutturale e di forte impatto ambientale procedendo con l'interramento del tratto sommitale della Gloenza-Tirano derivazione Premadio in località Passo dello Stelvio, all'interno del Parco Nazionale dello Stelvio.*

Si invitano ARERA e Terna a rivalutare la posizione della Lombardia nel quadro del PdS, valorizzandone il ruolo strategico a livello nazionale e a considerare la necessità di investimenti infrastrutturali di pari ambizione, riconoscendoli come una necessità tecnica, economica e strategica.