

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

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.

Osservazioni Energia Libera-Edison-EP Produzione SPA-AIGET- Elettricità Futura-Enel

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.

Osservazioni Eni

S1.1

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)

Riscontro

È garantita la piena coerenza tra il Rapporto Adeguatezza Italia 2024 (RAI) ed il Piano di Sviluppo 2025 (PdS25) di Terna, essendo entrambi basati sugli scenari energetici del Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) 2024. Il PdS25 considera già tutte le informazioni più aggiornate in possesso di Terna al momento della pubblicazione del documento.

Terna valuterà l'opportunità di integrare il contributo esistente sull'adeguatezza del PdS con maggiori contenuti riportando le principali evidenze del rapporto adeguatezza sia in termini di analisi EVA e rischi di dismissione per insostenibilità economica sia in termini di adeguatezza del sistema elettrico.

S1.2

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:

- Gli interventi previsti nel Piano di Difesa della rete elettrica, così da avere una mappatura completa.

Riscontro

Ad oggi, le disposizioni ministeriali (art. 11 DM del 20 aprile 2005, così come modificato dal DM del 15 dicembre 2010) prevedono che Terna entro il 31 maggio di ogni anno presenti al MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) per l'approvazione, il programma quadriennale per l'adeguamento ed il miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico (così detto Piano Sicurezza). Pur non essendo pubblico, Terna, nell'ottica di una sempre maggiore trasparenza e condivisione delle informazioni con tutti gli stakeholders, ma senza compromettere la sicurezza della rete, rende pubblici nel Piano di Sviluppo, in particolare, nel Fascicolo "Stato del sistema elettrico e scenari energetici" e nella Sintesi tabellare allegata al PdS, i dettagli sulle installazioni delle macchine per la regolazione della tensione e per la compensazione della potenza reattiva, integrandole, proprio a partire dall'edizione 2025, con ulteriori dettagli in termini, ad esempio, di localizzazione, consistenze, taglia ed entrata in esercizio, cercando di recepire i suggerimenti/osservazioni pervenute dagli operatori nelle consultazioni dei Piani di Sviluppo precedenti.

S1.3

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

Riscontro

L'inserimento di queste informazioni è in corso di implementazione all'interno del portale TE.R.R.A.

S1.4

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.

Riscontro

L'installazione attuale delle macchine per la regolazione della tensione e della stabilità del sistema elettrico è prevalentemente afferente al Piano Sicurezza che risponde ad un'esigenza di oltre 12.360 MVar data, in particolare, dal contributo dei 27 compensatori sincroni, 26 reattori e 5

Statcom, così come previsti nell'ultimo Piano Sicurezza 2024. A tali dispositivi si aggiungono i 25 resistori stabilizzanti con un contributo in termini di potenza pari a 1.000 MW per garantire la stabilità dinamica e ridurre le oscillazioni di rete.

Nel Piano di Sviluppo 2025 al paragrafo 4.3 del Fascicolo "Stato del sistema elettrico e scenari energetici" è stata data una rappresentazione grafica complessiva di tali esigenze (già in esercizio e previste) ed il dettaglio dei principali dati tecnici delle macchine ad oggi installate (al 2024), così come al paragrafo 4.4.1 vi è il dettaglio delle macchine del Piano Sicurezza ancora da installare.

Sempre al paragrafo 4.4.1 sono rappresentate le esigenze di banchi di condensatori e di reattori previsti negli anni successivi nel Piano di Sviluppo, il cui dettaglio è riportato anche nelle relative schede degli interventi a cui appartengono.

Il dettaglio di tali componenti è anche presente nella sintesi tabellare del Piano di Sviluppo, distinguendo sempre, per finalità, i dettagli tra opere incluse nel Piano di Sviluppo rispetto a quelle del Piano Sicurezza.

Osservazioni Elettricità Futura-Enel-EP Produzione S.P.A

S1.5

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).

Riscontro

Tali temi rientrano, come segnalato, nell'ambito della possibile evoluzione normativa/regolatoria guidata dalle Istituzioni. In ogni caso, Terna sta lavorando per facilitare le modalità di accesso alla RTN, massimizzando la sincronizzazione tra le tempistiche autorizzative e realizzative degli impianti da connettere con quelli della disponibilità di capacità di connessione alla RTN, anche tramite opportuno coordinamento con i DSO. Per maggiori dettagli, si rimanda al riscontro fornito nella osservazione di dettaglio S8.2.

S1.5 bis

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 fornisca 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.

Riscontro

Tali temi rientrano, come segnalato, nell'ambito della possibile evoluzione normativa/regolatoria guidata dalle Istituzioni. In ogni caso, Terna sta lavorando per facilitare le modalità di accesso alla RTN, massimizzando la sincronizzazione tra le tempistiche autorizzative e realizzative degli impianti da connettere con quelli della disponibilità di capacità di connessione alla RTN, anche tramite opportuno coordinamento con i DSO. Per maggiori dettagli, si rimanda al riscontro fornito nella osservazione di dettaglio S8.2.

Osservazioni Elettricità Futura-Enel**S1.6**

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.

Riscontro

L'intervento 732-P/HG-3 "Dorsale Sarda: HVDC Fiumesanto – Montalto (SAPEI 2) e Sardinian link" è stato pianificato sulla base delle necessità espresse dagli scenari energetici previsionali, i quali prevedono una forte crescita della capacità rinnovabile anche nella regione Sardegna. L'intervento fa parte degli sviluppi previsti nel progetto più ampio denominato HYPERGRID, il quale prevede la realizzazione di dorsali HVDC in tecnologia VSC al fine di trasportare questo importante contingente di energia prodotta da fonti rinnovabili verso le aree di carico della penisola italiana.

Seppure, quindi, l'ARERA con la "Delibera del 30 luglio 2024 337/2024/R/EEL" ha riconosciuto le spese preliminari per l'adeguamento della dorsale interna all'isola, l'intervento si compone di due principali opere tra loro dipendenti: il collegamento HVDC SAPEI 2 tra le stazioni di Fiumesanto e Montalto e i rinforzi interni alla rete 220 kV sarda. L'ammodernamento degli elettrodotti esistenti sulla dorsale Selargius-Codrungianos si rende, infatti, necessario per poter integrare al meglio tutta la generazione da fonte rinnovabile e poter ottenere una maggiore integrazione tra le diverse zone di mercato Centro Sud e Sardegna. Pertanto, uno scambio di energia in sicurezza verso il Continente non sarebbe possibile se anche la rete sarda non fosse adeguata agli standard tecnologici innovativi, ossia i cosiddetti tralicci "5f".

Il progetto è, infine, fortemente dipendente dalle future politiche energetiche che interesseranno la Sardegna.

S1.7

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.

Riscontro

È in corso di implementazione sui nostri portali l'inserimento di ulteriori informazioni relative ai processi di connessione. In particolare, viste dedicate alle richieste di connessione per i data center saranno a breve integrate all'interno del portale TE.R.R.A.

S1.8

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.

Riscontro

L'installazione attuale delle macchine per la regolazione della tensione e della stabilità del sistema elettrico è prevalentemente afferente al Piano Sicurezza che risponde ad un'esigenza di oltre 12.360 MVAR data, in particolare, dal contributo dei 27 compensatori sincroni, 26 reattori e 5 Statcom, così come previsti nell'ultimo Piano Sicurezza 2024. A tali dispositivi si aggiungono i 25 resistori stabilizzanti con un contributo in termini di potenza pari a 1.000 MW per garantire la stabilità dinamica e ridurre le oscillazioni di rete.

Nel Piano di Sviluppo 2025 al paragrafo 4.3 del Fascicolo 3 è stata data una rappresentazione grafica complessiva di tali esigenze (già in esercizio e previste) ed il dettaglio dei principali dati tecnici delle macchine ad oggi installate (al 2024).

Inoltre, al paragrafo 4.4.1 vi è la rappresentazione delle installazioni future, con il dettaglio delle macchine del Piano Sicurezza da installare così come le esigenze di banchi di condensatori e di reattori previsti negli anni successivi del Piano di Sviluppo il cui dettaglio è riportato anche nelle relative schede degli interventi a cui appartengono.

Il dettaglio di tali componenti è anche presente nella sintesi tabellare del Piano di Sviluppo, distinguendo sempre, per finalità, i dettagli tra opere incluse nel Piano di Sviluppo rispetto a quelle del Piano Sicurezza.

S1.9

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.

Riscontro

Ad oggi, le disposizioni ministeriali (art. 11 DM del 20 aprile 2005, così come modificato dal DM del 15 dicembre 2010) prevedono che Terna entro il 31 maggio di ogni anno presenti al MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) per l'approvazione, il programma quadriennale per l'adeguamento ed il miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico (così detto Piano Sicurezza). Pur non essendo pubblico, Terna, nell'ottica di una sempre maggiore trasparenza e condivisione delle informazioni con tutti gli stakeholders, ma senza compromettere la sicurezza della rete, rende pubblici nel Piano di Sviluppo, in particolare, nel Fascicolo 3 (par. 4.3 e 4.4.1) e nella Sintesi tabellare del PdS, i dettagli sulle installazioni delle macchine per la regolazione della tensione e per la compensazione della potenza reattiva, sia in forma grafica che forma tabellare, con i relativi dettagli progettuali in termini di localizzazione, consistenze, taglia ed entrata in esercizio.

S1.10

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.

Riscontro

In merito al coordinamento TSO-DSO, Terna, tenendo conto in fase di pianificazione delle condizioni attuali e previsionali della rete, individua l'esigenza elettrica, ed a fronte di essa definisce un intervento di sviluppo nel proprio Piano. Tale esigenza, generalmente discussa con il DSO, si tradurrà, a valle delle opportune verifiche tecniche, in un progetto condiviso con il DSO. Qualora, a fronte di un esame congiunto, non fosse possibile la realizzazione dell'intervento identificato come ottimale, di comune accordo con il DSO, Terna individua alternative progettuali. In futuro Terna incrementerà le interazioni e i rapporti con i DSO nell'ottica di ottimizzare i costi di sistema.

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).

Osservazioni Energia Libera-Edison-AIGET-Elettricità Futura

S2.1

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 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.

Riscontro

I dettagli inerenti alla distribuzione zonale delle risorse di generazione e accumulo, così come ipotizzata nei diversi scenari, tra cui anche il PNIEC Slow, è disponibile all’interno del Documento di Descrizione degli Scenari 2024 (DDS 2024).

Con l’occasione ricordiamo che con la Delibera 392 di ott-’24 l’Autorità ha richiesto a partire dal prossimo DDS di prevedere che, il gestore del sistema di trasmissione dell’energia elettrica e l’impresa maggiore di trasporto del gas naturale:

- *diano pubblicamente notizia, con congruo anticipo, dell’avvio delle attività di definizione degli scenari, fornendo un cronoprogramma di massima e consentendo così agli stakeholder interessati di trasmettere studi o altri input metodologici specifici;*

- *effettuino sessioni di discussione pubblica o, come requisito minimo, sessioni con invito agli stakeholder interessati rendendo pubblicamente disponibile la relativa documentazione;*
- *pubblichino una proposta dettagliata dei formati di dati di input e di output che intendono pubblicare contestualmente al documento di scenari, e sottopongano tale proposta agli stakeholder interessati per loro osservazioni ed eventuali proposte di integrazione.*

S2.2

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.

Riscontro

È garantita la piena coerenza tra il Rapporto Adeguatezza Italia 2024 (RAI) ed il Piano di Sviluppo 2025 (PdS) di Terna, essendo entrambi basati sugli scenari energetici del DDS 2024. Il PdS 2025 considera già tutte le informazioni più aggiornate in possesso di Terna al momento della pubblicazione del documento.

Terna valuterà l’opportunità di integrare il box esistente sull’adeguatezza del PdS con maggiori contenuti riportando le principali evidenze del RAI sia in termini di analisi EVA e rischi di dismissione per insostenibilità economica, sia in termini di adeguatezza del sistema elettrico. Si ricorda che le valutazioni di adeguatezza della capacità produttiva di energia elettrica sono effettuate ed aggiornate con cadenza annuale come richiesto dall’art. 3 del Decreto Ministeriale MiSE del 28/06/2019, e che tali analisi sono funzionali alle aste capacity market.

Osservazioni Energia Libera-Edison-AIGET-Elettricità Futura-Enel

S2.3

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” 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", 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.

Riscontro

In coerenza con le disposizioni contenute nella Delibera 627/2026 e s.m.i, gli anni oggetto di studio per le valutazioni ACB e i relativi scenari di riferimento sono individuati in funzione della data di entrata in esercizio e della tipologia dell'intervento oggetto di analisi; pertanto, le differenze nell'utilizzo degli scenari sono strettamente dipendenti da questi due fattori. Nello specifico come riportato nel "Documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici" per il Piano di sviluppo 2025 sono state seguite le seguenti logiche:

- gli interventi con data prevista di completamento minore o uguale all'anno studio 2030 sono analizzati nei tre anni studio 2030, 2035 e 2040;*
- gli interventi con data prevista di completamento maggiore dell'anno studio 2030 e minore o uguale al 2035 sono analizzati nei due anni studio 2035 e 2040;*
- gli interventi con data prevista di completamento maggiore dell'anno studio 2035 sono analizzati nel solo anno studio 2040.*
- per gli interventi relativi alle interconnessioni e alla riduzione delle congestioni tra le zone di mercato e intrazonali si utilizzano due scenari contrastanti; mentre per gli altri interventi si utilizza un solo scenario di riferimento in tutti gli anni studio analizzati.*

Con riferimento allo svolgimento delle analisi costi-benefici si precisa che rispetto ai costi, si procede sempre a riportare all'interno della scheda eventuali aggiornamenti intervenuti rispetto al Piano precedente. Per quanto riguarda i benefici, questi vengono aggiornati fin all'ottenimento dell'autorizzazione almeno per un'opera principale in quanto il rilascio di tale titolo consente di avviare le attività di realizzazione e quindi di considerare il progetto in una fase avanzata. Si precisa comunque che, a partire dal prossimo Piano di sviluppo (edizione 2027), sarà implementata la nuova disposizione della Delibera 627/2016 (introdotta con il PARERE ARERA 04/2025) che prevede di ripresentare i risultati relativi ai benefici per gli interventi in stato di realizzazione già stati oggetto di una analisi costi benefici per i quali sia stata sostenuta una spesa pari almeno al 10% del costo di investimento stimato.

Osservazioni Regione Lombardia

S2.4

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.

Riscontro

Le analisi scenaristiche del DDS presentano una granularità geografica a livello di zona di mercato. Le analisi intrazonali, pertanto, esulano dagli obiettivi del DDS. L'interconnessione mostrata nella figura 12 del DDS va intesa come il collegamento fra la zona di mercato Nord e la zona di mercato Centro-Nord.

Osservazioni Eni**S2.5**

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.

Riscontro

È garantita la piena coerenza tra il Rapporto Adeguatezza Italia 2024 (RAI) ed il Piano di Sviluppo 2025 (PdS) di Terna, essendo entrambi basati sugli scenari energetici del DDS 2024. Il PdS 2025 considera già tutte le informazioni più aggiornate in possesso di Terna al momento della pubblicazione del documento.

Terna valuterà l'opportunità di integrare il box esistente sull'adeguatezza del PdS con maggiori contenuti riportando le principali evidenze del RAI sia in termini di analisi EVA e rischi di dismissione per insostenibilità economica, sia in termini di adeguatezza del sistema elettrico. Si ricorda che le valutazioni di adeguatezza della capacità produttiva di energia elettrica sono effettuate ed aggiornate con cadenza annuale come richiesto dall'art. 3 del Decreto Ministeriale MiSE del 28/06/2019, e che tali analisi sono funzionali alle aste Capacity Market.

Osservazioni Elettricità Futura

S2.6

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.

Riscontro

Il RAI 2024 è stato pubblicato a fine febbraio 2025, mentre il PdS 2025 è stato trasmesso all'Autorità e al Ministero un mese prima, a fine gennaio. Pertanto, il RAI può contenere informazioni più aggiornate. Per ulteriori dettagli sul margine di adeguatezza, si rimanda alla Sezione 2.7 del RAI 2024.

S2.7

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.

Riscontro

Raccogliamo il suggerimento e con l'occasione ricordiamo che con la Delibera 392 di ott-'24 l'Autorità ha richiesto a partire dal prossimo DDS di prevedere che, il gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica e l'impresa maggiore di trasporto del gas naturale:

- *diano pubblicamente notizia, con congruo anticipo, dell'avvio delle attività di definizione degli scenari, fornendo un cronoprogramma di massima e consentendo così agli stakeholder interessati di trasmettere studi o altri input metodologici specifici;*
- *effettuino sessioni di discussione pubblica o, come requisito minimo, sessioni con invito agli stakeholder interessati rendendo pubblicamente disponibile la relativa documentazione;*
- *pubblichino una proposta dettagliata dei formati di dati di input e di output che intendono pubblicare contestualmente al documento di scenari, e sottopongono tale proposta agli stakeholder interessati per loro osservazioni ed eventuali proposte di integrazione.*

S2.8

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".

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.

Riscontro

Nella predisposizione dei futuri scenari energetici Terna terrà conto dell'evoluzione del quadro normativo UE, in particolare delle valutazioni delle esigenze di flessibilità previste dal Regolamento UE 1747/2024 ("Flexibility Needs Assessment")

Si ricorda che nell'ambito del DDS 2024 i DSO sono stati coinvolti in tre sessioni di discussione svolte nel corso dell'elaborazione degli scenari. Nel corso di queste sessioni sono stati anticipati i contenuti del documento ed è stata lasciata la possibilità di fornire commenti e/o suggerimenti. Come riportato nel DDS, le risorse distribuite aggregate possono fornire flessibilità al sistema elettrico nazionale. Tale flessibilità può essere erogata sia in forma esplicita (partecipazione diretta al mercato dei servizi ancillari) che in forma implicita (ovvero con un profilo di prelievo che concentra i consumi nelle fasce orarie di minor carico residuo). Quest'ultima forma di flessibilità fornisce peraltro un contributo notevole e per nulla trascurabile.

Raccogliamo in ogni caso l'invito a un maggiore coinvolgimento anche in funzione di quanto previsto nella Delibera 392 di ott-'24, in cui l'Autorità ha richiesto, a partire dal prossimo DDS, di prevedere che il gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica e l'impresa maggiore di trasporto del gas naturale:

- diano pubblicamente notizia, con congruo anticipo, dell'avvio delle attività di definizione degli scenari, fornendo un cronoprogramma di massima e consentendo così agli stakeholder interessati di trasmettere studi o altri input metodologici specifici;*
- effettuino sessioni di discussione pubblica o, come requisito minimo, sessioni con invito agli stakeholder interessati rendendo pubblicamente disponibile la relativa documentazione;*
- pubblichino una proposta dettagliata dei formati di dati di input e di output che intendono pubblicare contestualmente al documento di scenari, e sottopongano tale proposta agli stakeholder interessati per loro osservazioni ed eventuali proposte di integrazione.*

S2.9

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 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.

Riscontro

I progetti di altri promotori e/o merchant line rappresentano un elemento di particolare complessità e sono caratterizzati da notevole incertezza in merito ai tempi di realizzazione, essendo l'effettiva realizzazione dell'investimento vincolata ad una valutazione tecnica ed economica in capo all'investitore privato. Pertanto, le Merchant Line non sono state considerate negli scenari e quindi ai fini delle Analisi Costi Benefici.

Terna considera all'interno degli scenari alla base del Piano di Sviluppo solo le interconnessioni private che sono già autorizzate, in fase di realizzazione e titolari del decreto di esenzione avuto riguardo alla quota parte di sviluppo in ambito nazionale ed estero sulla base delle informazioni raccolte nell'ambito del procedimento di consultazione dei progetti di altri promotori e/o merchant line. La consultazione pubblica ha avuto luogo nel Q4 2024 ed è stata ultimata il 20 novembre 2024.

Il principio è finalizzato a evitare che il rischio di ritardi nell'implementazione dei progetti merchant, le cui attività non sono governate dal gestore, possano influenzare l'adeguata gestione del sistema rispetto al quale Terna deve preservare adeguatezza e sicurezza del servizio.

S2.10

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 regioni 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.

Riscontro

Gli scenari inclusi nel DDS sono principalmente funzionali alla pianificazione delle infrastrutture di trasmissione e di conseguenza anche le informazioni riportate nel documento sono coerenti con tale finalità.

Tuttavia, si raccoglie il suggerimento anche in funzione di quanto previsto nella Delibera 392 di ott-’24 con cui l’Autorità ha richiesto a partire dal prossimo DDS di prevedere che, il gestore del sistema di trasmissione dell’energia elettrica e l’impresa maggiore di trasporto del gas naturale:

- *diano pubblicamente notizia, con congruo anticipo, dell’avvio delle attività di definizione degli scenari, fornendo un cronoprogramma di massima e consentendo così agli stakeholder interessati di trasmettere studi o altri input metodologici specifici;*
- *effettuino sessioni di discussione pubblica o, come requisito minimo, sessioni con invito agli stakeholder interessati rendendo pubblicamente disponibile la relativa documentazione;*
- *pubblichino una proposta dettagliata dei formati di dati di input e di output che intendono pubblicare contestualmente al documento di scenari, e sottopongano tale proposta agli stakeholder interessati per loro osservazioni ed eventuali proposte di integrazione.*

Specificatamente a quanto riportato al punto 4 si evidenzia che lo scenario delle FER riportato è coerente con i volumi previsti dal PNIEC. La distribuzione geografica delle FER è coerente con quanto riportato all’interno del Decreto Aree Idonee.

Osservazioni Enel

S2.11

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.

Riscontro

Gli scenari energetici sono elaborati con cadenza biennale ai sensi delle Delibera 392/2024 e sono funzionali al Piano di Sviluppo e all'Analisi Costi-Benefici dei principali interventi. Eventuali aggiornamenti derivanti dal contesto energetico, normativo e regolatorio che dovessero emergere nell'anno in cui non è prevista la pubblicazione degli scenari, sono considerati, se consolidati (ad esempio a conclusione di processi di consultazione), nella prima edizione del Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) disponibile e per l'aggiornamento delle Analisi Costi-Benefici. Al contrario si rischia di tornare ad una scadenza annuale di scenario e di Piano. Inoltre, la scadenza biennale è in linea con i processi di elaborazione dei Piani di Sviluppo nazionali da parte di tutti gli altri TSO europei.

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.

Osservazioni Energia Libera-Edison-AIGET- Elettricità Futura

S3.1

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 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.

Riscontro

Terna nel Documento Metodologico per l’applicazione dell’ACB, allegato al Piano di Sviluppo 2025, indica tutti i costi di realizzazione delle opere standard sottese al Piano di Sviluppo (intendendo per opere standard quelle opere caratterizzate da un accettabile livello di standardizzazione progettuale). Tra le opere standard sono presenti e rappresentati i principali dispositivi di compensazione come compensatori e reattori. Per quanto riguarda, in particolare i costi dei compensatori sincroni, nel Documento Metodologico gli stessi sono indicati nella tabella 10 con un costo base di 45 Mln€ per una macchina e di 80 Mln€ per due macchine, comprensive di volano, costo a cui segue l’applicazione della metodologia costi standard.

Per quanto riguarda i FACTS, in particolare gli STATCOM, l’installazione dei 5 dispositivi previsti nel Piano Sicurezza (Villanova, Latina, Galatina, Aurelia e Montalto) si è completata tra il 2022 e 2023, confermandone il costo di circa 20 Mln€ per ciascun dispositivo.

Evidenziamo, infine, che, sui progetti del Piano Sicurezza non sono effettuate valutazioni ed analisi costi/benefici, essendo il relativo processo di predisposizione ed aggiornamento definito dal DM del 20 aprile 2005, così come modificato dal DM del 15 dicembre 2010.

Osservazioni Elettricità Futura-Enel

S3.2

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.

Riscontro

Terna nel Documento Metodologico per l'applicazione dell'ACB, allegato al Piano di Sviluppo 2025, indica tutti i costi di realizzazione delle opere standard sottese al Piano di Sviluppo (intendendo per opere standard quelle opere caratterizzate da un accettabile livello di standardizzazione progettuale). Tra le opere standard sono presenti e rappresentati i principali dispositivi di compensazione come compensatori e reattori. Per quanto riguarda, in particolare i costi dei compensatori sincroni, nel Documento Metodologico sono indicati i costi base di 45 Mln€ per una macchina e di 80 Mln€ per due macchine, comprensive di volano. Il costo finale segue, poi, la valorizzazione della metodologia costi standard, includendo anche fattori incrementali e di contingency, che possono essere sito specifici.

Per quanto riguarda i FACTS, in particolare gli STATCOM, l'installazione dei 5 dispositivi previsti nel Piano Sicurezza (Villanova, Latina, Galatina, Aurelia e Montalto) si è completata tra il 2022 e 2023, confermandone il costo di circa 20 Mln€ per ciascun dispositivo.

Evidenziamo, infine, che, sui progetti del Piano Sicurezza non sono effettuate valutazioni ed analisi costi/benefici, essendo il relativo processo di predisposizione ed aggiornamento definito dal DM del 20 aprile 2005, così come modificato dal DM del 15 dicembre 2010.

S3.3

- assicurarsi 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).

Riscontro

Nel ringraziare per l'utile spunto di riflessione si segnala che, nell'ottica di un coinvolgimento attivo delle parti interessate, Terna fornisce sia in fase di definizione del Documento di Descrizione degli Scenari sia nel Piano di Sviluppo stesso tutte le informazioni utili alla stima dei benefici, nonché gli elementi caratterizzanti ogni scenario di sviluppo utilizzato per l'Analisi Costi Benefici dei progetti. L'interazione tra reti di trasmissione e distribuzione e quanto attiene la partecipazione delle FER alla regolazione di sistema sono illustrate principalmente all'interno del Codice di Rete, che definisce le modalità poi applicate nell'ambito dell'Analisi Costi Benefici.

Terna coglie con favore questa osservazione e incrementerà sempre di più il rapporto di collaborazione con i DSO.

Osservazioni Energia Libera-Edison-AIGET-Enel-Elettricità Futura

S3.4

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.

Riscontro

In merito al Piano di Sviluppo Terna, le nuove esigenze di sviluppo vengono elaborate in coerenza con quanto stabilito da ARERA con delibera 627/2016/R/eel e successive integrazioni. Gli interventi sono studiati agli anni studio di riferimento, che per il PdS 2025 sono il 2030, 2035 e 2040. Gli anni studio, sempre in coerenza con la delibera sopra citata, vengono analizzati su scenari contrastanti: uno di massimo sviluppo e l'altro cosiddetto "inerziale", il quale prevede uno sviluppo più graduale delle risorse di generazione e del carico atteso nelle diverse CP. Nei modelli di rete oggetto di studio si tiene conto, dunque, di tutte le risorse a disposizione per l'esercizio del sistema elettrico, al fine di garantire adeguati standard di qualità e sicurezza della rete elettrica nazionale. Tra i principali driver che hanno guidato la predisposizione del Piano di Sviluppo 2025

è opportuno sottolineare la digitalizzazione degli asset di rete, che unitamente agli interventi di massimizzazione consentirà di integrare al meglio le diverse risorse disponibili, con contestuale limitato impatto sul territorio. Si rimanda al “Documento metodologico a supporto del PdS 25” per maggiori dettagli e delucidazioni in merito.

Ringraziando per lo spunto, evidenziamo che il processo di elaborazione del piano di sviluppo è sempre stato incentrato sui principi di chiarezza e trasparenza, tenendo sempre in considerazione tutti i suggerimenti pervenuti dagli stakeholder. Si conferma che nelle simulazioni sono tenuti in conto i contributi di tutte le risorse già disponibili nel Sistema e non solo delle infrastrutture che verranno sviluppate.

Osservazioni Elettricità Futura-Enel

S3.5

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”.

Riscontro

Si rimanda al riscontro fornito nella osservazione di dettaglio S2.11.

S3.6

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.

Riscontro

La metodologia utilizzata da Terna è oggetto di continui aggiornamenti (di cui l’ultimo a seguito della pubblicazione della Delibera ARERA 15/2023) volti, a recepire gli sviluppi regolatori sia in sede europea sia in ambito nazionale, oltre che a perfezionare la qualità delle analisi. L’attuale documento metodologico prende in considerazione un ampio spettro di benefici e impatti socio-ambientali e dà ampia rilevanza ai temi della transizione ecologica in coerenza con la versione di ENTSOe. Riteniamo, infine, che, sotto il profilo della monetizzazione dei benefici considerati

nella analisi, la metodologia italiana si collochi ad un livello superiore rispetto a quanto proposto in sede europea, come peraltro rappresentato da ARERA in occasione del DCO 422/2022.

S3.7

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.

Riscontro

- *Rispetto a quanto precedentemente pianificato, l'intervento di sviluppo evolve verso una soluzione con HVDC in configurazione "punto-punto", identificata a seguito di ulteriori approfondimenti effettuati in sede di progettazione preliminare che hanno consentito di verificare l'effettiva disponibilità di spazi e terreni, compatibilmente con i vincoli esistenti. La nuova configurazione della Dorsale Adriatica tra Foggia e Forlì permetterà di connettere per la prima volta direttamente la zona di mercato Sud con la zona Nord abilitando fino a 2100 MW di capacità di trasporto, rendendo disponibile, nell'area di mercato Nord caratterizzata da elevati consumi, transiti di energia provenienti da aree contraddistinte da un maggiore surplus di produzione. Inoltre, l'adeguamento del livello di tensione fino a ± 525 kVcc (conforme agli standard disponibili commercialmente a livello internazionale) rispetto ai ± 500 kVcc previsti inizialmente nel Piano di Sviluppo 2023, consentirà un ulteriore incremento dei benefici di mercato grazie ad un aumento della capacità di scambio del collegamento. In conclusione, nonostante l'incremento del costo della nuova soluzione progettuale, l'analisi costi-benefici ha dimostrato comunque un solido indicatore di sostenibilità nello scenario di Policy (5,1 nel PdS 25 rispetto ad uno IUS di 5,2 nel PdS 23) grazie ad una cospicua crescita dei benefici economici sui mercati dell'energia e dei servizi con elevato aumento della capacità interzonale complessiva, favorendo una maggiore integrazione della produzione da fonti rinnovabili e riducendo il ricorso a servizi ancillari e grazie anche all'irrobustimento delle opere di sviluppo con soluzioni digitali e capital light. d*
- *Gli scenari di riferimento per le ACB sono in anni orizzonte differenti rispetto a PdS23, ovvero, il 2035 inerziale è simile ad uno scenario al 2030 policy aggiornato. In generale, lo IUS totale è più alto nel PdS23 (4.0 rispetto allo IUS 3.8 nel PdS25) per lo scenario Policy a causa dell'impatto dei valori di B18 e B19, all'anno 2040, più alti rispetto agli stessi valori registrati in PdS25. In particolare, il B18 essendo*

riferito al perimetro europeo, considera l'efficienza complessiva del mix di generazione che evidentemente all'estero risente di un lieve peggioramento. Tuttavia, l'effetto principale è legato alla diminuzione del B1 nel PdS25, che è dovuta alla concorrenza della Dorsale Adriatica nella nuova configurazione e in generale agli altri interventi che impattano sulla medesima sezione del Central Link e che abilitano capacità di trasporto in anticipo. Il cambio di configurazione della dorsale adriatica ha comportato una variazione dei benefici e quindi di IUS di altre opere come il Central Link.

Osservazioni Enel

S3.8

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.

Riscontro

Attualmente Terna già implementa analisi di sensitività per gli interventi rilevanti, testando la robustezza dei risultati attraverso variazioni percentuali del beneficio più rilevante e del CAPEX stimato, come previsto dalla metodologia ACB 2.0.

Altre sensitivity, incluse quelle relative agli scenari di commodity, potranno essere valutate in futuro come evoluzione metodologica con l'obiettivo di dimostrare sempre maggiore robustezza dell'analisi costi-benefici.

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).

Osservazioni EP Produzione-Eni

S4.1

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.

Riscontro

È garantita la piena coerenza tra il Rapporto Adeguatezza Italia 2024 (RAI) ed il Piano di Sviluppo 2025 di Terna, essendo entrambi basati sugli scenari energetici del DDS 2024. Il PdS 2025 considera già tutte le informazioni più aggiornate in possesso di Terna al momento della pubblicazione del documento.

Le analisi effettuate nel RAI hanno evidenziato che, senza meccanismi di contrattualizzazione a termine della capacità necessaria, il sistema – qualora si affidasse ai soli segnali di prezzo provenienti dai mercati spot - si porterebbe a un punto di equilibrio economico (in termini di capacità termoelettrica disponibile) non compatibile con gli standard di adeguatezza. Un adeguato meccanismo di remunerazione della capacità risulterà fondamentale per fornire i giusti segnali economici agli operatori. Si rimanda al RAI per ulteriori dettagli in merito.

Terna valuterà l’opportunità di integrare il box esistente sull’adeguatezza del PdS con maggiori contenuti riportando le principali evidenze del rapporto adeguatezza sia in termini di analisi EVA e rischi di dismissione per insostenibilità economica sia in termini di adeguatezza del sistema elettrico; Si ricorda che le valutazioni di adeguatezza della capacità produttiva di energia elettrica sono effettuate ed aggiornate con cadenza annuale

come richiesto dall'art. 3 del Decreto Ministeriale MiSE del 28/06/2019, e che tali analisi sono funzionali allo svolgimento delle aste Capacity Market.

Rispetto al ricorso (ed eventuale evoluzione normativa e di mercato) al Mercato della capacità per gli anni successivi al 2028, il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica del 9 maggio 2024 prevede che, entro il 31 dicembre 2026, Terna presenti al Ministero e all'ARERA un'analisi in merito alle condizioni per l'eventuale ricorso al meccanismo per gli anni successivi al 2028.

Osservazioni Edison-AIGET-Energia Libera-Eni-Elettricità Futura

S4.2

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).

Riscontro

Si rimanda al riscontro fornito nella osservazione di dettaglio S4.1.

Osservazioni Eni

S4.3

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.

Riscontro

Le esigenze di installazione di macchine per la regolazione della tensione e la stabilità del sistema elettrico sono legate all'evoluzione del funzionamento della rete, caratterizzato da una sempre maggiore integrazione delle fonti rinnovabili e dismissione di impianti termoelettrici, con conseguenti complessità di gestione, anche alla luce dei recenti eventi di disservizio estesi occorsi a livello europeo, in termini di:

- *riduzione dell'inerzia del sistema elettrico, indispensabile per garantire la stabilità della frequenza e la capacità di resistere alle perturbazioni di rete;*
- *riduzione del numero di risorse di generazione in grado di fornire servizi di regolazione della tensione (regolazione della potenza reattiva);*
- *riduzione della potenza di cortocircuito del sistema elettrico con effetti negativi sulla qualità e sulla sicurezza.*

Il ricorso a nuove soluzioni tecnologiche rappresenta, pertanto, uno strumento chiave per fronteggiare le nuove esigenze di rete. In particolare, i compensatori sincroni consentono di regolare la potenza reattiva in maniera continua, aumentano la potenza di corto circuito ai nodi della rete e contribuiscono al sostentamento dell'inerzia del sistema, grazie alla presenza dei volani dotati di elevata inerzia (superiore a un ordine di grandezza rispetto a quella di un generatore convenzionale). Tali macchine, inoltre, sono di supporto al Piano di Difesa di Terna, ed aumentano l'efficacia di riaccensione del sistema elettrico. Ad oggi, il Piano Sicurezza prevede un'installazione complessiva di 27 macchine finalizzate a rendere disponibile, complessivamente, alla rete un fabbisogno di reattivo pari a 6.750 MVAR.

Con riferimento all'approvvigionamento a mercato del servizio di regolazione di tensione, si fa presente che anche il TIDE – approvato con Delibera 345/2023 - conferma che tale servizio sia fornito su base obbligatoria, introducendo solo l'eventuale remunerazione su base forfettaria delle perdite di energia attiva sostenute per l'erogazione di tale servizio.

Infine, si segnala che ai sensi dell'art. 40 della Direttiva 944/2019 l'obbligo di approvvigionamento tramite procedure di mercato dei servizi ancillari non legati alla frequenza non si applica alle componenti di rete pienamente integrate come i compensatori.

Osservazioni Edison-AIGET-Energia Libera-Elettricità Futura

S4.4

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;

Riscontro

Nel ringraziare per l'osservazione, cogliamo il suggerimento per il prossimo aggiornamento del Piano di Sviluppo. In merito alla richiesta relativa alla modulazione straordinaria, si rappresenta che sarà possibile fornire una reportistica consuntiva in forma aggregata, comprensiva del dettaglio per zona di mercato, fonte e macro-motivazioni. Si evidenzia, tuttavia, che per alcune forme di modulazione, le motivazioni sottostanti sono strettamente connesse alle logiche automatiche di sicurezza e difesa del sistema elettrico.

S4.5

- Introdurre una mappatura completa dei dispositivi di tensione ad oggi in esercizio.

Riscontro

L'installazione attuale delle macchine per la regolazione della tensione e della stabilità del sistema elettrico è prevalentemente afferente al Piano Sicurezza che risponde ad un'esigenza di oltre 12.360 MVar data, in particolare, dal contributo dei 27 compensatori sincroni, 26 reattori e 5 Statcom, così come previsti nell'ultimo Piano Sicurezza 2024. A tali dispositivi si aggiungono i 25 resistori stabilizzanti con un contributo in termini di potenza pari a 1.000 MW per garantire la stabilità dinamica e ridurre le oscillazioni di rete.

Nel Piano di Sviluppo 2025 al paragrafo 4.3 del Fascicolo 3 è stata data una rappresentazione grafica complessiva di tali esigenze (già in esercizio e previste) ed il dettaglio dei principali dati tecnici delle macchine installate al 2024.

Inoltre, nel paragrafo 4.4.1 vi è il dettaglio delle macchine del Piano Sicurezza ancora da installare, così come le esigenze di banchi di condensatori e di reattori da realizzare nel Piano di Sviluppo il cui dettaglio è riportato anche nelle relative schede degli interventi a cui appartengono.

Il dettaglio di tali componenti è anche presente nella sintesi tabellare del Piano di Sviluppo, distinguendo sempre, per finalità, i dettagli tra opere incluse nel Piano di Sviluppo rispetto a quelle del Piano Sicurezza.

S4.6

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.

Riscontro

Ad oggi, le disposizioni ministeriali (art. 11 DM del 20 aprile 2005, così come modificato dal DM del 15 dicembre 2010) prevedono che Terna entro il 31 maggio di ogni anno presenti al MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) per l'approvazione, il programma quadriennale per l'adeguamento ed il miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico (così detto Piano Sicurezza). Pur non essendo pubblico, Terna, nell'ottica di una sempre maggiore trasparenza e condivisione delle informazioni con tutti gli stakeholders, ma senza compromettere la sicurezza della rete, rende pubblici nel Piano di Sviluppo, in particolare, nel Fascicolo 3 (par. 4.3 e 4.4.1) e nella Sintesi

tabellare del PdS, i dettagli sulle installazioni delle macchine per la regolazione della tensione e per la compensazione della potenza reattiva, sia in forma grafica che forma tabellare, con i relativi dettagli progettuali in termini di localizzazione, consistenze, taglia ed entrata in esercizio.

Osservazioni Eletticità Futura

S4.7

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).

Riscontro

Nel ringraziare per l'osservazione, confermiamo che il suggerimento sarà valutato nell'ottica dell'arricchimento delle funzionalità del Portale Dati che Terna sta già pianificando.

Osservazioni Enel-Eletticità Futura

S4.8

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.

Riscontro

Nel ringraziare per l'osservazione, confermiamo che il suggerimento sarà tenuto in considerazione in occasione del prossimo aggiornamento del Piano di Sviluppo. Si coglie l'occasione per comunicare che i dati delle selezioni con dettaglio zonale e temporale possono comunque essere visualizzati sia sul sito istituzionale del GME che sul Portale Dati di Terna.

S4.9

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

Riscontro

Nel ringraziare per l'osservazione, cogliamo il suggerimento per una valutazione di fattibilità rispetto al quadro regolatorio vigente. In merito alla richiesta di dettaglio si rappresenta che al momento sarà possibile fornire una reportistica consuntiva come suggerito in S4.4 e che in una fase iniziale daremo seguito a quanto espresso nel DCO 50/25 relativamente al rapporto verso ARERA.

S4.10

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 riportare 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.

Si ritiene che la sezione del piano dedicata debba essere ulteriormente ampliata anche con un'analisi aggiuntiva, per riportare 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.

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.

Riscontro

Nel ringraziare per l'osservazione, confermiamo che il suggerimento sarà tenuto in considerazione in occasione del prossimo aggiornamento del Piano di Sviluppo. Si evidenzia, inoltre, che le considerazioni espresse sono riconducibili a quanto già rappresentato nel riscontro alla sezione S4.4, cui si rimanda.

Osservazioni Enel

S4.11

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”.

Riscontro

Nel ringraziare per l'osservazione, che costituisce uno spunto di valutazione pur se non direttamente afferente al perimetro del PdS, si segnala che la tematica potrà essere approfondita in altri tavoli di confronto.

S4.12

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).

Riscontro

Nel ringraziare per l'osservazione, confermiamo che il suggerimento sarà tenuto in considerazione in occasione del prossimo aggiornamento del Piano di Sviluppo. Si evidenzia, inoltre, che le considerazioni espresse sono riconducibili a quanto già rappresentato nel riscontro alla sezione S4.4, cui si rimanda.

S4.13

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.

Riscontro

In fase di pianificazione di lungo termine di qualsiasi progetto di sviluppo, vengono applicate le migliori informazioni disponibili al momento degli studi, applicando gli strumenti di simulazione appropriati. Le capacità di regolazione dei futuri HVDC VSC saranno specificate solo nelle fasi successive di progettazione esecutiva, essendo queste considerate sensibili durante le procedure di gara d'appalto.

S4.14

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.

Riscontro

Nel ringraziare per l'osservazione, cogliamo il suggerimento per il prossimo aggiornamento del Piano di Sviluppo. I dati storici relativi agli ultimi cinque anni sono comunque disponibili all'interno dei precedenti Piani di Sviluppo (2021-2023). Ulteriori dettagli sono presenti nel Rapporto Annuale sulla Qualità del Servizio consultabile al seguente [link](#).

S4.15

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

Riscontro

Si ringrazia l'operatore per la segnalazione. Al momento, non si ravvedono criticità nel fornire un dettaglio zonale dell'inversione di flusso delle cabine primarie. Pertanto, si valuterà di fornire tale rappresentazione a partire dal prossimo Piano di Sviluppo.

Osservazioni Enel-Elettricità Futura**S4.16**

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/DSO 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 sovracompenso 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/DSO.

Riscontro

L'attività di coordinamento tra Terna e i DSO nell'ambito delle iniziative legate alla regolazione della tensione è di estrema rilevanza e si considereranno le modalità più appropriate per rappresentare all'interno del prossimo Piano di sviluppo queste informazioni. Nell'ottica di una pianificazione coordinata tra Terna e i DSO si valuterà congiuntamente l'opportunità di pianificare ulteriori interventi, in seguito allo svolgimento di nuove analisi sull'andamento dei flussi reattivi tra le reti di trasmissione e distribuzione al fine di confermare solo gli investimenti strettamente necessari alla regolazione della tensione sulla RTN.

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).

Osservazioni Elettricità Futura-Enel

S5.1

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.

Riscontro

I progetti d’iniziativa privata rappresentano un elemento di particolare complessità e sono caratterizzati da notevole incertezza in merito ai tempi di realizzazione, essendo l’investimento vincolato ad una valutazione tecnica ed economica in capo all’investitore privato.

La Delibera 674/2018/I/EEL ARERA individua come prioritari i progetti merchant lines che sono inclusi nella lista PCI o hanno già ricevuto un’esenzione in accordo al Regolamento (CE) 943/2019. Terna considera all’interno degli scenari alla base del Piano di Sviluppo solo le interconnessioni private che sono già autorizzate in fase di realizzazione e titolari del decreto di esenzione avuto riguardo alla quota parte di sviluppo in ambito nazionale ed estero sulla base delle informazioni raccolte nell’ambito del procedimento di consultazione dei progetti di altri promotori e/o merchant line. La consultazione pubblica ha avuto luogo nel Q4 2024 ed è stata ultimata il 20 novembre 2024.

S5.2

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”.

Riscontro

Le informazioni relative agli investimenti riconducibili ai progetti Terna, in particolare i progetti sviluppati in accordo agli obiettivi posti dalla l.99/2009, sono riportati all’interno delle schede di sintesi di ciascun investimento. Tali schede, avuto riguardo ai progetti “interconnector, sono disponibili all’interno dei fascicoli del Piano di Sviluppo 2025 “Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti”.

Con riferimento ai progetti cd. “merchant”, le informazioni e i dati di progetto, laddove comunicati dal promotore, sono state incluse all’interno del documento “Esigenze di sviluppo: i nuovi progetti” del Piano di Sviluppo 2025. Si ricorda che tali informazioni sono state fornite dai project promoter nell’ambito del procedimento di consultazione dei progetti di altri promotori e/o merchant line propedeutico alla predisposizione del Piano di Sviluppo 2025. La consultazione è stata condotta nel mese di novembre 2024.

Le analisi costi benefici sono effettuate solo sui progetti “merchant”, Terna non conduce analisi della capacità, dei costi e dei 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”.

Osservazioni Regione Lombardia

S6.1

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.

Riscontro

Il Piano di Sviluppo di Terna viene redatto così come definito dalla delibera ARERA 627/2016/R/eel e successive modifiche. Gli studi vengono effettuati su scenari previsionali, descritti nel “Documento di descrizione degli scenari (DDS),” che sono alla base della costruzione dei modelli di rete e di mercato con i quali Terna individua i futuri progetti di sviluppo della rete. Pertanto, in base agli studi effettuati, il Piano di Sviluppo garantisce l’esercizio della rete elettrica in sicurezza agli anni studio analizzati. Al momento, in base agli scenari considerati, per la Regione Lombardia non si ravvedono ulteriori esigenze di sviluppo rete, oltre a quelle già individuate. La tematica relativa allo sviluppo dei Data Center è attenzionata da Terna: tutte le soluzioni di connessione sono definite con l’obiettivo di garantire l’esercizio della rete elettrica lombarda, e non solo, in piena sicurezza.

A tal proposito, come già riportato nei precedenti riscontri, tra le nuove esigenze di sviluppo inserite nel PdS25, per la Regione Lombardia sono presenti diversi interventi che hanno lo scopo di sfruttare al meglio gli asset esistenti e ridurre le congestioni di rete come gli interventi “174-N Massimizzazione asset microzona Lombardia” e “173-N Elettrodotto 132 kV tra Tavazzano e Rise Sesto”. Inoltre, interventi come “104-P Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia” (attualmente in realizzazione), il “169-P Riassetto rete tra Tavazzano e Colà” e altre progettualità sulla rete di sub-trasmissione, hanno lo scopo di ridurre le congestioni locali e di sfruttare al meglio l’esercizio della rete elettrica rendendola sempre più performante.

Osservazioni Eletticità Futura-Enel

S6.2

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.

Riscontro

Si rimanda al riscontro fornito per l'osservazione S3.7.

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”**.

Osservazioni Eni- Elettricità Futura-Enel

S7.1

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.

Si ritiene opportuno confermare che l’ingresso del primo cavo non impatterà sui limiti di transito tra le zone già dal 2027.

Riscontro

Come meglio specificato nel documento citato “La previsione di entrata in esercizio dell’intera infrastruttura è confermata al 2028, con il primo polo dell’East Link previsto entro il 2026. Si prevede successivamente l’entrata in esercizio entro il 2027 del primo e del secondo polo del West Link e nel 2028 del secondo polo dell’East Link.”; pertanto, con il completamento di ogni polo si prevede di conseguire un incremento di capacità di trasporto pari a 500 MW tra le sezioni impattate.

La data di completamento al 2028, indicata nel Piano di Sviluppo per le opere “Stazione di conversione HVDC Continente-Sicilia”, è riferita al completamento della Stazione di Conversione nella sua configurazione completa, ovvero quando entrambi i poli entreranno in esercizio.

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).

Osservazioni Eni

S8.1

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).

Riscontro

Tale tema sarà meglio chiarito nell’ambito della possibile evoluzione normativa/regolatoria, che definirà i perimetri di applicazione delle eventuali nuove disposizioni.

Osservazioni Elettricità Futura

S8.2

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.

Riscontro

Tali temi rientrano, come segnalato, nell'ambito della possibile evoluzione normativa/regolatoria guidata dalle Istituzioni. In ogni caso, Terna sta lavorando per facilitare le modalità di accesso alla RTN, massimizzando la sincronizzazione tra le tempistiche autorizzative e realizzative degli impianti da connettere con quelli della disponibilità di capacità di connessione alla RTN, anche tramite opportuno coordinamento con i DSO.

Per quanto concerne le tematiche relative ai temi riportati nel Piano di Sviluppo 2025 si evidenzia che:

- *le microzone sono state identificate in modo da rappresentare i principali vincoli intrazonali alla trasmissione di energia rilevanti negli scenari ad elevata penetrazione FRNP e quindi tengono conto delle caratteristiche infrastrutturali della RTN, delle caratteristiche di domanda e generazione (attuali e prospettive), delle richieste di connessione ovvero degli obiettivi di capacità e della relativa distribuzione stimata tra impianti connessi in AAT/AT e in MT/BT. Tali elementi per la Regione Lombardia non hanno, ad ora, evidenziato la necessità di una separazione in microzone. Chiaramente, tale evidenza, valida per le FER, può non risultare valida al fine di fornire indicazioni circa la connessione di Data Center o altre unità di consumo. Su tale tema, Terna sta avviando analisi specifiche.*
- *l'obiettivo dell'analisi microzonale è quello di dimensionare in modo ottimale le infrastrutture utili al raggiungimento degli obiettivi (ad oggi fissati al 2030) con un adeguato margine di robustezza, fornendo un'infrastruttura utile su un orizzonte decennale. D'altra parte, tale analisi sarà eseguita in modo ricorsivo più volte l'anno, consentendo di aumentare la capacità accoglibile nelle microzone in cui si dovesse osservare una progressiva scarsità (alla luce delle autorizzazioni concesse).*

Osservazioni Enel- Elettricità Futura

S8.3

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.

Riscontro

I progetti di altri promotori e/o merchant line rappresentano un elemento di particolare complessità e sono caratterizzati da notevole incertezza in merito ai tempi di realizzazione, essendo l’investimento vincolato ad una valutazione tecnica ed economica in capo all’investitore privato.

La Delibera 674/2018/I/EEL ARERA individua “come prioritari i progetti merchant lines che sono inclusi nella lista PCI o hanno già ricevuto un’esenzione in accordo al Regolamento (CE) 943/2019”.

Pertanto, le Merchant Line non sono state considerate negli scenari e quindi ai fini delle Analisi Costi Benefici.

Terna considera all’interno degli scenari alla base del Piano di Sviluppo solo le interconnessioni di altri promotori e/o merchant lines che sono già autorizzate, in fase di realizzazione e titolari del decreto di esenzione avuto riguardo alla quota parte di sviluppo in ambito nazionale ed estero. Tali informazioni sono raccolte nell’ambito del procedimento di consultazione dei progetti di altri promotori e/o merchant line. La consultazione pubblica ha avuto luogo nel Q4 2024 ed è stata ultimata il 20 novembre 2024.

Il principio è finalizzato a evitare che il rischio di ritardi nell’implementazione dei progetti merchant, le cui attività non sono governate dal gestore, possano influenzare l’adeguata gestione del sistema rispetto al quale Terna deve preservare adeguata e sicurezza del servizio.

Osservazioni Enel

S8.4

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.

Riscontro

In linea con quanto riportato, segnaliamo che è già in corso un tavolo di lavoro congiunto Terna E-Distribuzione allo scopo di definire le potenziali modalità di coordinamento TSO/DSO nell'ambito del nuovo paradigma di Programmazione Territoriale Efficiente.

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.

Osservazioni Energia Libera-Eni-Edison-Aiget-Elettricità Futura

S9.1

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).

Riscontro

L'area della Sicilia occidentale è già oggi influenzata da elevati transiti dovuti alla generazione rinnovabile presente nell'area.

Il nuovo collegamento tra Italia e Tunisia aiuterà ad indirizzare parte del surplus di generazione rinnovabile verso il Nord Africa e costituirà una via alternativa rispetto ai nodi previsti di interconnessione con il continente di Sorgente e di Caracoli, contribuendo a ridurre i sovraccarichi rispettivamente sulla direttrice Sorgente-Rizziconi e del Tyrrhenian Link. Tuttavia, si precisa che il massimo transito in importazione o in esportazione dalla Sicilia sarà definito sulla base dei programmi di mercato futuri tenendo conto di eventuali sovraccarichi o limitazioni che potrebbero verificarsi sulla rete siciliana.

Ulteriori sviluppi sono tuttavia previsti anche in considerazione dei numerosi impianti FER già installati e previsti nell'area nonché degli sviluppi off-shore nell'area di Trapani che consentiranno di rafforzare ulteriormente la gestione dei flussi nella porzione di rete della Sicilia occidentale anche in condizioni maggiormente significative (es. N-1) degli elettrodotti 220 kV o durante le ore di elevata generazione FER dovuta a sovrapposizione tra generazione solare e eolica nell'area della Sicilia occidentale.

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.

Osservazioni Regione Lombardia

S10.1

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.

Riscontro

Il progetto di sviluppo della Valchiavenna, propedeutico alla realizzazione di incremento della capacità di trasporto tra l’Italia e la Svizzera, prevede la razionalizzazione di tutta la porzione di rete nelle province di Sondrio, Bergamo, Lecco e Milano, come sottoscritto nell’Accordo di Programma (AdP) firmato presso il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica – allora Ministero delle Attività Produttive – in data 24 giugno 2003, a valle del completamento degli interventi relativi alla “Fase A” della razionalizzazione in Valcamonica e Alta Valtellina.

Il progetto, presente nel documento “Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti - Nord Ovest”, prevede la realizzazione di una nuova SE 380 kV nell’area di Regoledo sulla quale si attesterà la nuova dorsale 380 kV di interconnessione con la rete svizzera valutando interventi di miglioramento della capacità disponibile alla frontiera Nord. A tal riguardo, anche al fine di sostenere l’integrazione dell’energia da fonti rinnovabili, sono in corso valutazioni con il TSO Svizzero che mirano alla valorizzazione del progetto nel più ampio sviluppo del corridoio infrastrutturale nord-sud Italia-Svizzera-Germania.

In particolare, nel corso del 2024 i tre TSO hanno sottoscritto un Memorandum of Understanding al fine di dar seguito alle opportune valutazioni trilaterali sullo sviluppo del nuovo corridoio.

In via generale, i progetti di interconnessione favoriscono l’integrazione dei mercati abilitando gli scambi di energia più efficienti tra sistemi elettrici interconnessi senza penalizzare l’indipendenza energetica anzi favorendo una più robusta magliatura delle reti di trasmissione garantendo il mutuo soccorso tra sistemi soprattutto in condizioni di elevata penetrazione di energia rinnovabile.

Osservazioni Elettricità Futura-Enel

S10.2

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.

Riscontro

Con riferimento al confine Italia-Francia, dalle analisi condotte nell'ambito del Rapporto di Identificazione Capacità Obiettivo 2025 si conferma la presenza di potenziali benefici significativamente superiori ai costi di investimento, considerati ai fini dell'analisi, per una nuova interconnessione. La pianificazione di un eventuale nuovo intervento di interconnessione internazionale tiene conto anche degli impatti sul sistema elettrico oltre confine. Pertanto, ogni valutazione relativa a future iniziative di sviluppo sul confine Italia-Francia dovrà considerare anche le eventuali esigenze di sviluppo espresse dal TSO francese.

Attualmente, come evidenziato nel Piano di Sviluppo 2025, non sono in corso progetti allo studio, ma in futuro, qualora sia tralasciata un'intesa con il TSO francese, non si esclude la possibilità di avvio di nuove iniziative.

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.

Osservazioni Elettricità Futura-Enel

S11.1

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

Riscontro

Come illustrato all'interno del Piano di Sviluppo 2025, il numero delle iniziative merchant e/o di altri promotori ha subito una forte accelerazione negli ultimi anni, anche in considerazione della definizione del Piano Mattei e delle recenti evoluzioni in ambito energetico riguardo il Nord Africa (vedi paragrafo 5.5 del Fascicolo 5 del PdS25 "Esigenze di Sviluppo: i nuovi progetti"), portando per la prima volta il TSO a condurre un'analisi qualitativa e quantitativa di approfondimento dei progetti privati in modo da poter valutare i possibili effetti che tali iniziative, laddove realizzate, apporterebbero al sistema elettrico nazionale. Le valutazioni condotte sono state eseguite per tutte le iniziative di interconnessione merchant e/o di altri promotori aventi una richiesta di connessione effettuata alla data di avvio del processo di consultazione tenutosi dal 6 novembre 2025 al 20 novembre 2025. Gli indicatori utilizzati sono stati definiti, su una scala da 1 (minimo) a 5 (massimo), sulla base delle principali caratteristiche ed informazioni riguardanti i progetti di interconnessione con l'estero, raccolte in fase di consultazione, con l'obiettivo di identificarne la complessità tecnologica, la potenziale profittabilità, complessità di sviluppo (permitting, maturità, ecc..) nonché la solidità di progetto (es. profilo finanziario ed esperienza maturata nel settore energetico). Gli indicatori KPI sono stati espressi con una valutazione di carattere expert-based riguardo anche al confronto tra le iniziative. I risultati ottenuti per ciascun indicatore di progetto sono stati analizzati e pubblicati attraverso l'applicazione di algoritmi multi-criterio.

Ogni ulteriore valutazione in merito agli impatti sul sistema elettrico saranno effettuate nell'ambito della procedura di connessione alla RTN di ogni iniziativa.

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.

Osservazioni Regione Lombardia

S12.1

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

Riscontro

In data 8 luglio 2024 Terna e Regione Lombardia hanno sottoscritto un Protocollo di Intesa che prevede la possibilità di convocare tavoli tecnici anche per risolvere criticità territoriali legate prevalentemente all’espansione delle aree edificate il cui sviluppo, talvolta, arriva ad inglobare esistenti linee elettriche. Per le specifiche richieste di allontanamento/interramento delle linee elettriche dall’edificio di Castiglione delle Stiviere e del Passo dello Stelvio sono in corso interlocuzioni con l’Amministrazione regionale, i cui sviluppi potrebbero trovare nei prossimi mesi le modalità di risoluzione delle problematiche.

Osservazioni Enel-Elettricità Futura

S12.2

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.

Riscontro

Come meglio specificato nel documento citato “La previsione di entrata in esercizio dell’intera infrastruttura è confermata al 2028, con il primo polo dell’East Link previsto entro il 2026. Si prevede successivamente l’entrata in esercizio entro il 2027 del primo e del secondo polo del West Link e nel 2028 del secondo polo dell’East Link.”; pertanto, con il completamento di ogni polo si prevede di conseguire un incremento di capacità di trasporto pari a 500 MW tra le sezioni impattate.

La data di completamento al 2028, indicata nel Piano di Sviluppo per le opere “Stazione di conversione HVDC Continente-Sicilia”, è riferita al completamento della Stazione di Conversione nella sua configurazione completa, ovvero quando entrambi i poli entreranno in esercizio.

S12.3

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.

Riscontro

I dati attualmente forniti da Terna (avvio e conclusione) derivano da una valutazione dello stato di avanzamento del procedimento autorizzativo. Dando già evidenza delle informazioni relative al parere VIA, oltre il decreto autorizzativo, si valuterà la modalità e la tipologia di informazioni più significative da riportare all’interno delle schede intervento e nella Sintesi Tabellare, definendo un set minimo di milestone da riportare nella documentazione per poter fornire l’informazione relativa allo stato di avanzamento attuale dell’opera.

S12.4

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.

Riscontro

I dati attualmente forniti da Terna (avvio e conclusione) derivano da una valutazione dello stato di avanzamento del procedimento autorizzativo. Dando già evidenza delle informazioni relative al parere VIA, oltre il decreto autorizzativo, si valuterà la modalità e la tipologia di informazioni più significative da riportare all'interno delle schede intervento e nella Sintesi Tabellare, definendo un set minimo di milestone da riportare nella documentazione per poter fornire l'informazione relativa allo stato di avanzamento attuale dell'opera. Tale ulteriore dettaglio sarà utile per tutti gli interventi del Piano di Sviluppo, compresi i progetti sottoposti al processo di valutazione in due fasi.

S12.5

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.

Riscontro

L'arricchimento delle informazioni sui portali esposti è un processo continuativo che TERNA svolge nel perseguire l'obiettivo di trasparenza. Tra questi c'è anche l'integrazione delle informazioni riportate nel portale TE.R.R.A. che saranno implementate nei prossimi mesi.

Osservazioni Enel

S12.6

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.

Riscontro

Relativamente agli interventi del Piano di Sviluppo, le informazioni richieste sono già contenute all'interno della tabella di avanzamento delle opere principali e accessorie, rispetto alle quali, come già scritto al punto 12.3, si valuterà la possibilità di aumentarne il dettaglio con l'inserimento di un set minimo di milestone e indicazione del loro raggiungimento.

Eventuali ulteriori osservazioni

Nr. progressivo	Osservazioni	Documento	Paragrafo
(Regione Lombardia)	<p>Alla luce del fatto che la Lombardia rappresenta un punto nevralgico del sistema produttivo ed economico del Paese, con un consumo elettrico fra i più elevati d'Italia, gli interventi previsti dal PdS appaiono limitati e prevalentemente orientati alla razionalizzazione dell'esistente, anziché a un vero potenziamento della capacità di trasporto e alla risoluzione degli squilibri strutturali, sia quelli attuali che quelli che in futuro impatteranno la rete. Questi ultimi sono peraltro prevedibili sulla base delle richieste attualmente in carico a Terna e in corso di elaborazione. Ad eccezione dell'intervento della Hypergrid Milano-Montalto, la cui entrata in funzione si prevede abbia luogo nel 2034 e che garantisca un transito energetico esiguo, la Lombardia appare completamente esclusa dagli interventi volti a valorizzare lo scambio interzonale. Secondo i dati scaricabili dal portale T.E.R.R.A., qualificato nel PdS come principale strumento di programmazione efficiente delle infrastrutture della RTN, in Lombardia risultano in fase di sviluppo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 4 nuove stazioni elettriche; • 1 ampliamento dell'elettrodotto Valdidentro; • Interventi sulle linee per un totale di: <ul style="list-style-type: none"> o 130,29 km di demolizioni; o 5,18 km di nuove realizzazioni; o 102,64 km di razionalizzazioni. <p>Non si rileva, quindi, nessun intervento strutturale di scala regionale, né investimenti in grado di rispondere in modo credibile alla domanda crescente di energia elettrica legata alla decarbonizzazione e transizione energetica, all'elettrificazione dei consumi e della mobilità, allo sviluppo dei Data Center (DC). Non si rileva, quindi, nessun intervento strutturale di scala regionale, né investimenti in grado di rispondere in modo credibile alla domanda crescente di energia elettrica legata alla decarbonizzazione e transizione energetica, all'elettrificazione dei consumi e della mobilità, allo sviluppo dei Data Center (DC).</p>	<p>“Documento di descrizione degli scenari 2024”</p> <p>“Piano di sviluppo Avanzamento piani di sviluppo precedenti Nord Ovest”</p>	<p>Cap. 5 “Input e riferimenti metodologici” - paragrafo “Evoluzione della capacità interzonale”</p> <p>Cap. 2 Principali interventi di sviluppo” - paragrafo “Area Nord”</p>

	<p>Quest'ultimo fenomeno emergente dei DC è rappresentato nello stesso PdS come un elemento critico inatteso, si trova quindi conferma di come sia potenzialmente impattante e che richieda dunque una convergenza di intenti, al fine di indirizzare tale problema a una soluzione che contemperi gli interessi di sviluppo a quelli di sicurezza e resilienza della rete. Attualmente, infatti, la maggior parte delle richieste nazionali di allaccio dei Data Center alla rete elettrica di trasmissione interessano la Lombardia in quanto territorio fortemente attrattivo nell'ambito dell'economia digitale in Europa, sia per la sua posizione strategica che per l'alta densità di attività economiche che si avvalgono sempre di più del cloud computing e dell'intelligenza artificiale (AI).</p> <p>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. 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.</p> <p>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.</p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none">• implementazione dello scambio interzonale;• connessione del territorio lombardo alle principali dorsali di rete nazionale, ad esempio il prolungamento della dorsale Foggia-Forlì verso la Lombardia;• 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 benefici di questo approccio sarebbero significativi e sistemici:

- 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;
- 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;
- 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 Glorenza-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.

Riscontro

Ringraziamo la Regione Lombardia per le osservazioni poste al documento e per gli spunti interessanti volti ad efficientare sempre al meglio l'utilizzo della rete elettrica lombarda e dell'intero territorio nazionale. Tra le nuove esigenze di sviluppo inserite nel Piano di Sviluppo 2025, per la Regione Lombardia sono presenti diversi interventi che hanno lo scopo di sfruttare al meglio gli asset esistenti, al fine di ridurre le congestioni di rete come l'intervento come, ad esempio, il "174-N Massimizzazione asset microzona Lombardia" e il "173-N Elettrodotto 132 kV tra Tavazzano e Rise Sesto". Inoltre, sono previsti interventi come il "104-P Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia" attualmente in realizzazione, il "169-P Riassetto rete tra Tavazzano e Colà" ed altre progettualità sulla rete di sub-trasmissione che hanno lo scopo principale di ridurre le congestioni locali e di sfruttare al meglio l'esercizio della rete elettrica rendendolo sempre più performante.

<p>2 (EP Produzione)</p>	<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 phase-out 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> <p>Una valutazione delle capacità di riaccensione della rete in assenza di interconnessioni operative;</p> <p>Un'analisi della sicurezza del sistema elettrico sardo in scenari differenziati (es. con e senza la centrale Sarlux in esercizio);</p> <p>La definizione dei requisiti infrastrutturali e operativi volti a garantire la resilienza del sistema nei prossimi decenni, in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione.</p> <p>Riscontro</p> <p><i>Si conferma che le valutazioni espresse nell'ambito della definizione del fabbisogno del capacity market tengono conto di tutti gli aspetti atti a garantire l'esercizio in sicurezza dell'isola tra cui i profili di riaccensione e i tassi di indisponibilità accidentali dei collegamenti valutando un ampio spettro di scenari possibili.</i></p>	<p>/</p>	<p>/</p>
--------------------------	--	----------	----------

<p>3 (EP Produzione)</p>	<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> <p>Riscontro</p> <p><i>In primo luogo, il Piano di sviluppo viene elaborato nel pieno rispetto del quadro normativo e regolatorio europeo e nazionale. Gli interventi previsti dal Piano, in particolare quelli con costi di investimento superiori a determinate soglie, sono sottoposti ad analisi costi-benefici, finalizzate a garantire non solo l’utilità per il sistema, ma anche il rispetto di criteri di efficienza economica. Tali analisi seguono metodologie e criteri approvati dall’Autorità di regolamentazione, in linea con le linee guida europee, che sono oggetto di continui aggiornamenti per adeguarsi ai cambiamenti del contesto di riferimento. Inoltre, negli ultimi anni, sempre più frequentemente, sia su richiesta dell’Autorità sia su iniziativa di Terna, soprattutto per i progetti di grandi dimensioni, le analisi costi-benefici sono state integrate da studi di approfondimento. Questi ultimi si sono concentrati, tra gli altri aspetti, anche su confronti infrastrutturali, come illustrato nel documento “Analisi costi-benefici e approfondimenti del collegamento HVDC Sicilia-Campania (East Link)”.</i></p> <p><i>Infine, riguardo alla richiesta di dettagliare per ciascun intervento gli impatti tariffari, si precisa che l’attuale insieme di informazioni contenute nelle schede progettuali fornisce già elementi sufficienti per valutare che gli investimenti siano realizzati secondo criteri di economicità e consente, comunque, a chiunque di formulare in autonomia le stime relative alla ricaduta sulla bolletta energetica e sul costo medio per il consumatore finale, utilizzando le assunzioni sulla regolazione futura, sia della trasmissione elettrica sia della ripartizione dei costi delle reti sugli utenti finali, che ritiene più congrue.</i></p>	<p>/</p>	<p>/</p>
--------------------------	--	----------	----------

<p>4 (Elettricità Futura/Enel)</p>	<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> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Riscontro</p> <p><i>In merito al primo punto, specifichiamo che la versione inviata ad ARERA si differenzia da quella pubblica per l'inserimento del dettaglio dei costi delle diverse attività necessarie all'ottenimento dell'autorizzazione, rappresentando un dato sensibile (art.47.8 del ROTE). Infatti, poiché alcune attività sono oggetto di affidamento tramite procedure di gare (ad esempio le survey marine), si è ritenuto opportuno non mostrare questo dettaglio per non condizionarne lo svolgimento.</i></p> <p><i>Con riferimento al Central Link, si conferma che l'intervento non sarà oggetto del processo di valutazioni in due fasi. Il progetto infatti è stato valutato dall'Autorità alla stregua degli altri all'interno del Parere 04/2025 rientrando così nel processo di valutazione standard.</i></p>	<p>Webinar del 16/04/25</p>	<p>Slide 53</p>
--	--	-----------------------------	-----------------

<p>5 (Enel)</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Riscontro</p> <p><i>Le microzone sono state identificate in modo da rappresentare i principali vincoli intrazonali alla trasmissione di energia, con maggior dettaglio nelle aree in cui insiste il maggior numero di richieste di connessione di impianti FER alla RTN. La definizione delle microzone non ha una scadenza, ma potrà essere aggiornata da Terna qualora se ne ravvisasse la necessità. Ogni modifica alla suddivisione della rete in microzone sarà pubblicata e notificata con adeguato preavviso.</i></p> <p><i>Per quanto riguarda il resto degli spunti si rimanda al riscontro fornito in S8.2.</i></p>	<p>Programmazione territoriale efficiente degli interventi di connessione webinar del16/04/25</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 2.1.3 • Slide 21
-----------------	--	---	---

6 (Enel)	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Riscontro</p> <p><i>Terna, per gli interventi citati, si è avvalsa della semplificazione normativa prevista all’articolo 47 commi 1-bis e 1-ter del Decreto-legge 24 febbraio 2023 n. 13, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 aprile 2023, n. 41 e ss.mm.ii., che prevede l’esenzione dalle valutazioni ambientali di cui al Titolo III della Parte seconda del D. lgs n. 152/2006 e ss.mm.ii. anche per i “...progetti di infrastrutture elettriche di connessione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili o di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale, necessari a integrare l’energia rinnovabile nel sistema elettrico [...] già sottoposti positivamente a valutazione ambientale strategica...”. Tale volontà è stata preliminarmente al deposito dell’istanza autorizzativa e ribadita nel testo della stessa. Tra il PdS 2023 e il PdS 2025 sono stati eseguiti approfondimenti e studi di dettaglio che ci hanno consentito di avviare le procedure autorizzative nel corso del 2024. Riguardo la data di completamento dei due progetti, nel PdS25 è stato necessario aggiornare la stima di completamento dei due progetti, tenuto conto delle tempistiche di progettazione esecutiva post autorizzazione, di procurement e di realizzazione.</i></p>	webinar del 16/04/25	Slide 26
----------	---	-------------------------	-------------

Riscontri live sessione pubblica di presentazione e discussione dello schema di Piano di sviluppo 2025 del 16 aprile 2025

Nr. progressivo	Osservazioni
1	<p>L'analisi di soluzioni tecniche di connessione a livello micro-zonale sono già state adottate? In alternativa a partire da quale data saranno adottate?</p> <p>Riscontro <i>Le soluzioni tecniche di connessione a livello micro-zonale sono attualmente adottate. In particolare, dal punto di vista tecnico, sono in corso le analisi che consentono a Terna di disegnare le microzone, che verranno applicate nel rilascio di soluzioni di connessione. Al riguardo, verranno fornite maggiori indicazioni in futuro.</i></p>
2	<p>Posto che le domande di connessione FER attuali superano di gran lunga gli obiettivi previsti al 2030, come si intende intervenire per la gestione dell'attuale congestione di rete? Eventuali proposte prenderanno in considerazione anche gli obiettivi di Burden Sharing delle Regioni?</p> <p>Riscontro <i>Nel dimensionamento della rete di raccolta delle connessioni FER, alla luce del trend di richieste di connessione pervenute, Terna non considera solo gli obiettivi di Burden Sharing regionali, ma una serie di soluzioni più ampie. In particolare, il dimensionamento di rete è eseguito in modo efficiente, considerando un valore di richieste di connessione esuberante rispetto ai target burden sharing, e viene aggiornato nel tempo sulla base dell'evoluzione delle esigenze di rete e alla luce degli sviluppi programmati.</i></p>