

**Format per la raccolta delle osservazioni sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2020**

**Società / Ente / Associazione / Organismo:** Enel S.p.A.

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

Osservazioni sulle **modalità di consultazione** del Piano di sviluppo da parte dell'Autorità.

Osservazioni sul possibile **futuro coordinamento con i piani di sviluppo della rete di distribuzione**, anche alla luce dell'articolo 32 della Direttiva "elettricità" 2019/944.

In generale, apprezziamo l'impegno di Terna finalizzato al costante miglioramento della quantità e 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: ad esempio andrebbe simulata la presenza o meno del percorso autorizzativo "accelerato" (c.d. fast track) prevista per determinate opere la cui utilità dipende dalle tempistiche stesse di realizzazione, dovendo essere coordinate con l'evoluzione del sistema elettrico in ottica di transizione energetica.

Un altro esempio della necessità di maggiore analisi è la realizzazione dei circa 4,5GVAR di compensatori sincroni, per i quali si rimanda allo spunto S3.

Inoltre, come principio generale si ritiene che un maggiore coordinamento, anche a medio-lungo termine, tra i piani di sviluppo delle reti di distribuzione e trasmissione sia sicuramente auspicabile.

Ovviamente, date le diverse peculiarità dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione rispetto a quello di trasmissione, tale coordinamento dovrebbe riguardare gli interventi delle imprese di distribuzione che comportano un impatto sulla rete di trasmissione e gli interventi sulla rete di trasmissione nazionale che potrebbero agevolare o supportare lo sviluppo delle reti di distribuzione.

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

Spunto S2. Osservazioni sul **documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici** al Piano di sviluppo.

Si ritiene che l'analisi costi/benefici sia ad alto valore aggiunto per il documento di piano e che sia stata strutturata con un opportuno livello di dettaglio. Tuttavia si ritiene necessaria una maggiore condivisione delle ipotesi e una più dettagliata quantificazione delle variabili utilizzate per la stima dei benefici. Per esempio sarebbe necessario disporre di una maggiore quantità di informazioni sulle ipotesi di ogni scenario (relativamente a ripartizione zonale delle rinnovabili, assunzioni sul phase-out termoelettrico con dettaglio zonale, ripartizione dell'import sulle varie frontiere, rendimento medio del parco termoelettrico, ecc.) e dei risultati parziali che permettono la stima dei benefici (produzione per fonte, riduzione quantità movimentate in MSD e relativi costi evitati, etc.) per ciascuno scenario e anno orizzonte. Inoltre non è chiaro come siano valorizzati i benefici nell'intervallo tra il secondo anno studio e la fine vita utile dell'impianto.

Spunto S3. Osservazioni sul **capitolo 2 "lo stato del sistema elettrico"** del Piano di sviluppo (pagine 74-173) e in particolare sulle criticità e sull'analisi dello stato della rete (sezioni 2.7 e 2.8) e sull'analisi del mercato elettrico (sezione 2.10).

Lo stato del sistema elettrico è evidentemente caratterizzato anche dal livello di adeguatezza, che peraltro rappresenta anche la motivazione alla base di determinate necessità di sviluppo: riteniamo pertanto che il Piano di Sviluppo, per essere completo e organico, debba contenere le considerazioni e le evidenze principali relative all'adeguatezza del sistema (eventualmente anche sotto forma di sintesi di quanto riportato nel relativo Rapporto di Adeguatezza, nel MAF o nel futuro ERAA). Ciò anche al fine di descrivere come il sistema elettrico abbia soddisfatto il proprio fabbisogno di potenza alla punta estiva e invernale degli ultimi due o tre anni – o nei periodi più critici per adeguatezza qualora questi fossero diversi dai periodi di punta di fabbisogno.

Si apprezza il focus dedicato alle attivazioni sul MSD ex-ante con la distinzione tra rete integra, riserva e altri servizi. Si chiede tuttavia di aumentare il dettaglio, distinguendo meglio i servizi di rete (regolazione tensione, risoluzione congestioni, adeguatezza, ecc.).

Esprimiamo il nostro apprezzamento per il rafforzamento delle analisi sulla Mancata Produzione Eolica rispetto alla versione precedente del Piano. A nostro avviso, questa sezione potrebbe essere ulteriormente ampliata con un'analisi aggiuntiva per riportare tra loro i dati quali la distribuzione geografica del fenomeno MPE e la distribuzione per operatore (in termini ad esempio di numerosità o distribuzione percentuale degli ordini/energia modulata, garantendo la riservatezza degli operatori impattati). Inoltre, con particolare riferimento alle cause che determinano la MPE (figura 39), si chiede di chiarire meglio le singole motivazioni che comportano tali azioni, disaggregando ulteriormente, laddove possibile, rispetto alle categorie definite nella suddetta figura. Ad esempio, con riferimento alla motivazione *“congestioni tra zone e bilanciamento di sistema e lavori sulla rete primaria”*, sarebbe utile separare i lavori sulla rete primaria, al fine di poter individuare meglio i volumi di MPE dovuti al bilanciamento in tempo reale. In generale, un maggior grado di dettaglio sulla MPE appare dunque importante poiché il tema dell'overgeneration è centrale per lo sviluppo della capacità rinnovabile per il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC.

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

A proposito di Energia Non Fornita (ENF), sarebbe utile che nel paragrafo relativo alla continuità del servizio venisse rappresentato l'andamento dell'ENF con la serie storica degli ultimi 5 anni.

Sarebbe opportuno che il Piano contenesse una sezione dedicata alla descrizione delle singole cabine primarie connesse in antenna, indipendentemente dal fatto che vi siano interventi di risoluzione pianificati o meno.

Spunto S4. Osservazioni sul **documento di descrizione degli scenari** predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas che accompagna il Piano di sviluppo, sugli scenari “Business as Usual BAU”, “Decentralized DEC” e “PNIEC” applicati nel Piano 2020 e sulla disponibilità e fruibilità dei relativi dati.

Osservazioni sul coordinamento tra il settore elettrico e il settore gas in materia di scenari.

Osservazioni sul **capitolo 3 “scenari”** (pagine 174-203) e sul **capitolo 6.2 “scambi energetici nel medio e lungo termine”** (pagine 305-309) del Piano di sviluppo.

Si apprezza lo sforzo profuso da Terna per una descrizione dettagliata degli scenari che stanno alla base del Piano di Sviluppo. Si ritiene tuttavia necessario un maggior dettaglio su alcuni aspetti, quali ad esempio la ripartizione zonale della domanda elettrica e la capacità totale prevista all'anno obiettivo per ogni tecnologia nello scenario preso in esame inclusi gli accumuli centralizzati e distribuiti; tali informazioni si rivelano infatti determinanti per congestioni, overgeneration e livello di competitività atteso nei mercati. Inoltre, appare opportuno avere una descrizione chiara di quale sia la previsione del TSO rispetto all'evoluzione della capacità termoelettrica con il massimo dettaglio possibile. Sarebbe utile a tal proposito disporre di un'appendice che riporti almeno l'evoluzione numerica della capacità installata per zona, differenziata per le principali tecnologie: carbone, ciclo combinato, turbogas ed altro. Sarebbe utile avere visibilità dei dettagli di cui sopra anche per un anno intermedio dal 2030 al 2040. Si richiede inoltre di dettagliare la ripartizione della generazione fotovoltaica tra small e utility scale nonché la ripartizione degli accumuli elettrochimici tra utility scale e distribuiti per tutti gli scenari di riferimento. Sarebbe utile, infine, avere maggiori dettagli relativi al profilo di carico giornaliero della domanda per ogni scenario preso in esame.

Con riferimento agli scenari sull'installazione di nuovi compensatori sincroni, si rimanda alla risposta allo spunto S3.

Spunto S5. Osservazioni sul **capitolo 4 “necessità di sviluppo”** del Piano di sviluppo (pagine 204-251).

Il Piano di Sviluppo 2020 non sembra arricchito di contenuti in merito alla possibile evoluzione della stabilità del sistema elettrico, anzi, in alcune sezioni, come per esempio la quantificazione dell'energia cinetica minima necessaria all'anno obiettivo, sembra esserci un passo indietro rispetto alla versione 2019. Secondo quanto premesso, vista l'importanza che la stabilità di sistema sta assumendo anche a livello europeo, si ritiene necessario che il PdS contenga:

1. per quanto riguarda l'analisi d'inerzia: una quantificazione dell'evoluzione dell'energia cinetica massima e minima, che il TSO può ragionevolmente prevedere essere disponibile da impianti in servizio in ogni scenario esaminato in due anni di riferimento: esempio 2025 e 2030;
2. per quanto riguarda invece l'analisi della potenza di corto circuito (Pcc): essa andrebbe arricchita con una sezione che riporti l'evoluzione numerica della Pcc nei principali nodi di rete – per esempio i nodi pilota – a seguito della crescita della capacità FER e decommissioning delle unità Termo. Questo valore andrebbe poi comparato con dei valori limite target del TSO per indicare se e quali zone risultano a rischio dal punto di vista della robustezza di sistema.

Per quanto riguarda le merchant lines, a pag. 236, è riportato che: *“progetti d'iniziativa privata rappresentano un elemento di particolare complessità ed incertezza essendo l'effettiva realizzazione dell'investimento vincolata ad una valutazione economica in capo*

*all'investitore privato. Per tale ragione e al fine di evitare una pianificazione sovrastimata sul sistema elettrico, con conseguente impatto ambientale sui territori interessati, sono tenute in conto nella definizione degli scenari di Piano di Sviluppo quei progetti per i quali è stato sottoscritto apposito contratto di connessione alla RTN e rilasciata l'esenzione da parte del MiSE"*

Riteniamo che non tenere in debita considerazione nell'elaborazione degli scenari di sviluppo anche le interconnessioni *merchant*, in particolar modo quelle individuate come prioritarie dal Regolatore, dalla Commissione Europea ed ENTSO-E, possa risultare fuorviante.

Inoltre, con riferimento a Fig. 27, si ritiene che le Linee di interconnessione realizzate da soggetti privati ai sensi della normativa vigente (D.M. 21 ottobre 2005 e Regolamento CE 714/2009 contribuiscano anche all'obiettivo di integrazione FER.

Spunto S6. Osservazioni sui **costi consuntivati e stimati** per il Piano di sviluppo o per specifici interventi (vd. fogli di lavoro A e B della sintesi tabellare del Piano e schede dei singoli interventi nei tre volumi del rapporto di avanzamento).

*(inserire qui le osservazioni)*

....

Spunto S7. Osservazioni sul **capitolo 6 "benefici per il sistema"** del Piano di sviluppo, in particolare riguardo l'incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero, la riduzione delle congestioni interzonali, l'incremento dell'adeguatezza del sistema elettrico e la riduzione delle emissioni CO<sub>2</sub> (sezioni da 6.3 a 6.6, pagine 310-317).

Si ritiene necessario che nel Piano di Sviluppo venga indicato qual è il beneficio legato al contributo atteso (e di cui si è tenuto conto nella definizione del Piano) – in termini di servizi per la regolazione di frequenza e tensione - dagli impianti a fonti rinnovabili in virtù degli adeguamenti e degli obblighi richiesti a tali impianti dalla nuova versione aggiornata al 2019 dell'Allegato A17 del Codice di Rete. Questo aspetto risulta fondamentale nell'ottica di definire i servizi complessivi necessari e la relativa ripartizione sul mix tecnologico disponibile nel medio-lungo termine.

Si ritiene inoltre che, ai fini dell'incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero, sia importante considerare anche i progetti *merchant lines* ritenuti prioritari dal Regolatore, dalla Commissione Europea ed ENTSO-E.

Le *merchant lines* contribuiscono infatti ad incrementare i flussi con l'estero e, come tutti i progetti transfrontalieri, ad incrementare la sicurezza e la resilienza del sistema (in ragione della capacità nominale ed indipendentemente dal valore di NTC riconosciuto) e al raggiungimento degli obiettivi comunitari di capacità transfrontaliera installata che dovrà essere entro il 2030 e per ogni stato membro,

pari al 15% della capacità di generazione installata (come peraltro indicato nel National Implementation Plan che l'Italia ha recentemente sottoposto alla Commissione Europea).  
Inoltre, contribuiscono ad un maggiore sviluppo delle fonti di energia rinnovabile, contribuendo di conseguenza ad una riduzione delle emissioni di gas inquinanti.

Spunto S8. Osservazioni sui 27 nuovi interventi proposti nel **capitolo 5 “nuovi sviluppi”** del Piano di sviluppo (pagine 252-301 e foglio di lavoro A della sintesi tabellare del Piano) e in particolare su quelli con maggiore impegno economico:

165-N Razionalizzazione rete 380 kV Brianza

259-N Razionalizzazione rete AT Verona

627-N Elettrodotto 380 kV Caracoli - Ciminna

Osservazioni sulle proposte di variazione dell'ambito della RTN (sezione 1.8 del Piano di sviluppo, pagine 61-62).

*(inserire qui le osservazioni)*

....

Spunto S9. Osservazioni sul progetto di **collegamento HVDC Centro Sud - Centro Nord**, codice 436 (rapporto di avanzamento, volume “avanzamento Centro-Sud”, pagine 24-28 e sintesi tabellare del Piano), per il quale l'Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel<sup>1</sup> ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.

*(inserire qui le osservazioni)*

....

Spunto S10. Osservazioni sul progetto **Nuova interconnessione Italia-Tunisia**, codice 601 (rapporto di avanzamento, volume “avanzamento Centro-Sud”, pagine 29-33 e sintesi tabellare del Piano).

*(inserire qui le osservazioni)*

....

<sup>1</sup> <https://www.arera.it/allegati/docs/18/674-18.pdf>

Spunto S11. Osservazioni sul progetto di **collegamento HVDC continente - Sicilia - Sardegna**, codice 723 (rapporto di avanzamento, volume “avanzamento Centro-Sud”, pagine 39-45 e sintesi tabellare del Piano), per il quale l’Autorità nel proprio parere 674/2018/l/eel ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.

In generale, per individuare la soluzione più efficiente per l’integrazione delle rinnovabili nelle due isole maggiori ed indirizzare il processo di decarbonizzazione verso la soluzione al minimo costo, si ritiene necessario attendere i risultati dello studio RSE ed acquisire elementi che dimostrino l’efficienza comparata di tale opera rispetto a soluzioni alternative, la cui individuazione sarà oggetto del suddetto studio.

A questo proposito, si suggerisce di approfondire alcuni aspetti di seguito riportati. In primo luogo, con riferimento alla relazione tra Tyrrhenian Link e sviluppo della potenza FRNP, nella slide 34 della “Presentazione del piano di sviluppo 2020” è raffigurato il calcolo dello IUS per il Tyrrhenian Link paragonando due percorsi diversi di evoluzione degli scenari di sviluppo dal 2025 al 2040: PNIEC → PNIEC → DEC e PNIEC → BAU → BAU.

Riteniamo utile che venga fornita una valutazione dello IUS basata anche su un percorso di evoluzione degli scenari che anche al 2025 vede l’adozione dello scenario Business-As-Usual (BAU). Tale valutazione permetterebbe infatti di mostrare due scenari tra loro contrapposti: la “best practice” (PNIEC → PNIEC → DEC) e la “worst practice” (BAU → BAU → BAU) e di stimare lo IUS che il Tyrrhenian Link potrebbe avere parametrato a un settore elettrico caratterizzato dalle scelte e gli sviluppi previsti nello scenario BAU. Tanto più che nel Piano l’obiettivo di tale intervento è sempre indicato come Integrazione FER.

Un secondo insieme di riflessioni riguarda il tempo di sviluppo dell’opera e le sue interdipendenze con altri sviluppi di rete. A questo proposito, nel corso degli incontri di illustrazione del Piano sono stati già forniti alcuni chiarimenti. È stato specificato rispetto al timing dell’opera (triennio 2025-2028) che si prevede un ingresso modulare dei poli che la costituiscono, precisamente: al 2025 primo polo Sicilia – Continente, al 2026 primo polo Sicilia – Sardegna e nel biennio 2027-2028 raddoppio delle due interconnessioni. Sarebbe utile specificare su quale dei due tratti si procederà per primo (quindi al 2027) al raddoppio dell’interconnessione.

Riguardo alle interdipendenze, il PdS fa riferimento alle seguenti opere di rete:

- elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino N. – Benevento 2 (506-P) previsto al 2028/2035
- nuova interconnessione Italia-Tunisia (601-I) previsto al 2027
- Elettrodotto 380 kV “Chiamonte Gulfi – Ciminna” (602-P) previsto al 2025/2030
- Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 – Villafranca (604-P) previsto al 2030/2035
- Elettrodotto 380 kV Caracoli – Ciminna (627-N) inserito per la prima volta nel PdS 2020

Il TSO dovrebbe rappresentare il livello di interdipendenza con ogni singola opera, ossia quale sarebbe l'impatto sul completo ed efficace sfruttamento del HVDC nel caso di mancato completamento di ciascuna delle opere a cui è interdipendente alla data di ingresso del Tyrrhenian, necessità questa ancora più concreta in ragione della mancanza di sincronizzazione nel timing tra le opere.

Spunto S12. Osservazioni sul progetto di realizzazione del **secondo polo dell'interconnessione HVDC Italia - Montenegro**, codice 401, (rapporto di avanzamento, volume "avanzamento Centro-Sud", pagine 47-48), che l'Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha posto "in valutazione", cioè senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale.

*(inserire qui le osservazioni)*

Spunto S13. Osservazioni sui tre volumi "**Avanzamento dei Piani di sviluppo precedenti**" del Piano di sviluppo, in particolare riguardo la tracciabilità delle date previste di completamento delle opere e dei motivi di eventuali ritardi o posticipazioni volontarie di alcune opere.

Osservazioni sulla qualità e completezza delle **informazioni disponibili nelle schede intervento e nella sintesi tabellare** che accompagna il Piano di sviluppo.

*(inserire qui le osservazioni)*

....

Spunto S14. Osservazioni riguardanti i progetti **c.d. merchant lines** (sezione 4.2.3.2.2.3 del Piano di sviluppo, pagine 235-236) e le relative informazioni messe a disposizione ai fini della consultazione.

*(inserire qui le osservazioni)*





**Eventuali ulteriori osservazioni**

<b>Nr. progressivo</b>	<b>Osservazione<sup>2</sup></b>	<b>Documento</b>	<b>Paragrafo</b>
1			
2			
...			
...			
n			

---

<sup>2</sup> Specificare il documento a cui si riferisce ciascuna osservazione e, ove applicabile, il relativo paragrafo (o altro riferimento).