

Format per la raccolta delle osservazioni
sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2021 e documenti di accompagnamento_

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

Spunto S1. Osservazioni sulle **modalità di predisposizione** dello schema di Piano di sviluppo, sul coinvolgimento degli *stakeholder* (inclusi i promotori di *merchant line* e organizzazioni non governative) da parte di Terna, anche in relazione alla “biennalizzazione” recentemente introdotta dalla legge 120/2020.

Osservazioni sulle **modalità di consultazione** dello schema di 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.

Anzitutto cogliamo l'occasione offerta da questa consultazione per evidenziare come il passaggio ad una frequenza biennale di elaborazione del Piano di Sviluppo (rispetto alla precedente frequenza annuale), se da un lato offre sicuramente vantaggi in termini di processo di elaborazione da parte del TSO e condivisione con gli operatori, snellendo peraltro il processo di autorizzazione, dall'altro rischia di non “catturare” modifiche di contesto che potrebbero emergere con una frequenza maggiore rispetto a quella biennale (si consideri ad esempio l'incremento degli obiettivi rinnovabili). A tal riguardo, si invitano l'Autorità e il Ministero per la transizione Ecologica a valutare l'opportunità – pur mantenendo la frequenza “standard” biennale di elaborazione del Piano di Sviluppo – di prevedere – non con riferimento all'intero Piano ma relativamente a specifici aspetti / sezioni impattati – la possibilità di un aggiornamento più frequente, laddove necessario per catturare appunto fenomeni intervenuti tra un aggiornamento e il successivo.

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 5,5GVar di compensatori sincroni, per i quali si rimanda allo spunto S9.

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.

Sarebbe inoltre auspicabile un maggior coordinamento in merito allo sviluppo delle interconnessioni merchant line, in particolar modo rispetto ai progetti in stato avanzato di sviluppo in termini di permitting (autorizzazione a costruire, esenzione, ecc...) e che possono essere impattati dallo sviluppo della rete di trasmissione. Allo stesso modo il coordinamento permetterà di tenere in debita considerazione l'impatto dei progetti merchant line per il sistema, anche in termini di sicurezza.

Infine, tenuto conto della frequenza biennale di elaborazione del Piano di Sviluppo, riteniamo sarebbe stata particolarmente utile, eventualmente in un'appendice o sezione dedicata del Piano, una stima anche approssimata e provvisoria, delle possibili ulteriori necessità di sviluppo legate al recepimento di target di penetrazione delle rinnovabili più sfidanti (Green Deal), anche sulla base di stime preliminari effettuate da Terna. In assenza di tali stime, il Piano pubblicato non risulta pienamente funzionale agli obiettivi di transizione energetica in quanto basato su target di sviluppo rinnovabili superati.

Tenuto conto di quanto sopra evidenziato, si ritiene utile che - in caso di aggiornamento degli scenari di riferimento prima della prossima pubblicazione del PdS 2023 - sia prevista un'anticipazione dei contenuti, con i canali che Terna riterrà opportuni.

Spunto S2. Osservazioni sul **documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici** al Piano di sviluppo e, in generale, sulle modalità di applicazione e presentazione dei costi e dei benefici dei singoli interventi di Piano.

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 della produzione rinnovabili, 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.

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

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

Il documento metodologico dovrebbe includere informazioni puntuali e di dettaglio in merito ai costi di tutti gli elementi di sistema, inclusi dunque per esempio: FACTS, condensatori, DTR, PMU, ecc.

Allo stesso tempo, per rendere il Piano ancora più esaustivo, lo stesso dovrebbe contenere l'analisi costi/benefici dei dispositivi contenuti nel Piano di Difesa

Spunto S3. Osservazioni sul **capitolo 2 “lo stato del sistema elettrico”** dello schema di Piano di sviluppo 2021 (pagine 95-192) e in particolare sugli aspetti di:

- resilienza (sezione 2.5);
- stato della rete (sezione 2.8);
- analisi del mercato elettrico (sezione 2.9).

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

In merito allo stato del sistema elettrico, si ritiene opportuno che nella sezione dedicata all'analisi di adeguatezza, sia prevista una sezione dedicata alla caratterizzazione di questo aspetto rispetto agli anni di consuntivo. Sarebbe utile infatti disporre sia dei valori di margine di adeguatezza consuntivo, supportato da una descrizione qualitativa dei macro-fenomeni osservati, sia del dettaglio quantitativo della variabili più rilevanti: domanda, disponibilità termo, disponibilità FRNP, import e altro.

Rispetto al tema della Mancata Produzione Eolica si ritiene che la sezione del piano dedicata debba essere ulteriormente ampliata con un'analisi aggiuntiva, per rapportare tra loro i dati quali la distribuzione 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 40), 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 “congestionamenti 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 degli scenari di riferimento

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

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

Sarebbe opportuno che il Piano contenesse 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** (di settembre 2019) predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas, in particolare sullo scenario “Business as Usual BAU”, e sul **documento di aggiornamento scenari “Scenario National Trend Italia”** (di febbraio 2021), sul capitolo 3 “scenari” dello schema di Piano di sviluppo 2021 (pagine 193-222) e sull’identificazione degli scenari a cui è applicata l’analisi costi benefici dello schema di Piano di sviluppo 2021.

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

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

Si apprezza lo sforzo profuso da Terna per una descrizione dettagliata degli scenari che stanno alla base del Piano di Sviluppo. Ad integrazione sarebbe utile per completezza distinguere la capacità installata per zona della tecnologia “battery” assecondo che sia distribuita o utility scale.

Spunto S5. Osservazioni sul nuovo documento allegato allo schema di Piano 2021 “**evoluzione rinnovabile**” e sul possibile impatto degli sviluppi della generazione rinnovabile (*onshore* e *offshore*) sugli scenari e sugli interventi dello schema di Piano di sviluppo 2021.

Spunto S6. Osservazioni sul **capitolo 4 “necessità di sviluppo”** dello schema di Piano di sviluppo 2021 (pagine 223-276).

Commenti riguardanti le criticità previste del sistema elettrico e le correlate esigenze di sviluppo delle infrastrutture di trasmissione elettrica, anche in relazione agli obiettivi di **decarbonizzazione e transizione energetica**.

Rispetto alle esigenze di sviluppo legate alle criticità del sistema elettrico, il Piano di Sviluppo 2021 conferma alcune carenze in merito alla mancanza di valutazioni quantitative delle problematiche di stabilità di frequenza e tensione nel futuro sistema elettrico, diversamente da quanto fatto nel Piano di Sviluppo 2019 che aveva invece presentato alcune valutazioni.

Secondo quanto premesso, visto che lo stesso Piano cita più volte queste problematiche enfatizzandole da un punto di vista qualitativo, considerata l’importanza che la stabilità di sistema sta assumendo anche a livello europeo, si ritiene necessario che il Piano contenga:

1. per quanto riguarda l'analisi d'inerzia sarebbe opportuno disporre di 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), il piano andrebbe arricchito 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.

Il Piano di Sviluppo 2021 risulta carente rispetto alla descrizione delle applicazioni dei dispositivi DTR già utilizzati o pianificati dal TSO. Considerando i benefici rappresentati nella sperimentazione dei sistemi di accumulo nella disponibilità del TSO derivanti dall'utilizzo in accoppiamento di DTR, risulta fondamentale prevedere una sezione dedicata a questa tecnologia.

Per quanto riguarda le merchant lines, A pag. 262, come per il Piano precedente, 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. In particolar modo, in accordo con la delibera ARERA 674/2018/I/EEL richiamata nello stesso Piano, andrebbero considerati come parte integrante del Piano di Sviluppo i progetti PCI e/o che abbiano ricevuto un'esenzione. Tra questi l'interconnessione 220 kV Somplago (IT)-Wurmlach (AT), l'interconnessione 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI) e l'interconnessione 110kV Dekani (SI) - Zaule (IT). Si rileva, inoltre, che laddove i progetti sono stati oggetto di specifica analisi da parte di ENTSO-E nell'ambito del TYNDP, si tenga conto dei benefici correlati e che, pertanto, con riferimento a Fig. 30, si ritiene che le Linee di interconnessione realizzate da soggetti privati ai sensi della normativa vigente (D.M. 21 Ottobre 2005 e Regolamento CE 943/2019) contribuiscano anche all'integrazione FER.

Si segnala inoltre che permane nella documentazione il riferimento al Reg. 714/2009 e non al successivo 943/2019.

Spunto S7. Osservazioni sull'ammontare dei **costi stimati** per l'implementazione dello schema di Piano di sviluppo 2021 (18 miliardi di euro di investimenti) e sugli impatti e benefici previsti (cfr. in particolare, **capitolo 6 “benefici per il sistema”** dello schema di Piano di sviluppo 2021, pagine 347-366).

Con riferimento alla richiesta di chiarimenti in merito allo scostamento tra capacità di interconnessione nelle due direzioni import/export, nel

corso del seminario del 6 ottobre Terna ha precisato che una delle cause risiede nel mantenimento di adeguate condizioni di stabilità dinamica. Considerando che gli esiti di mercato sono impattati anche dai vincoli imposti da Terna sulla capacità di scambio (es. “tagli” NTC nei mesi primaverili), si ritiene opportuno che nel Piano di Sviluppo sia rappresentata, se possibile in modo quantitativo, una misura della stabilità dinamica al variare delle diverse condizioni di esercizio del sistema (import ed export), sia a consuntivo che negli scenari previsionali.

Spunto S8. Osservazioni sui 31 nuovi interventi proposti nel **capitolo 5 “nuovi sviluppi”** dello schema di Piano di sviluppo 2021 (pagine 277-346 e relativo foglio di lavoro nella sintesi tabellare del Piano), e in particolare su quelli con maggiore impatto economico:

Codice	Nome	Investimento previsto (milioni di euro)
167-N	Razionalizzazione Valchiavenna e Interconnessione Svizzera	1226
554-N	Nuovo HVDC Italia-Grecia (GRITA 2)	750
555-N	Nuovo collegamento 380 kV Bolano Paradiso	105
630-N	Interconnessione Isola di Favignana	100
354-N	Interconnessione isola del Giglio	94,5
352-N	Incremento magliatura rete 132 kV area Amiata	75
553-N	Elettrodotto 380 kV Area Nord Benevento	60
169-N	Riassetto rete tra Tavazzano e Colà	59

Osservazioni sulle proposte di variazione dell’ambito della RTN (sezione 2.1.2. dello schema di Piano di sviluppo 2021, pagine 98-99).

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S9. Osservazioni sulle installazioni di nuovi dispositivi per il controllo della tensione e la gestione della potenza reattiva, quali reattori, condensatori, compensatori sincroni, STATCOM (sezione 4.3.1 su interventi per qualità, sicurezza e resilienza, in particolare pagine 245-246).

Analogamente a quanto riportato nel Piano di Sviluppo 2020, nel Par. 2.4.2.1 del Piano di Sviluppo 2021 si afferma che “Terna sta valutando l’opportunità di avviare progetti pilota per testare la fornitura di potenza reattiva da parte di impianti ad oggi non abilitati”. Terna prevede la necessità di installare circa 6,3 GVar di compensatori sincroni di cui 1 GVar già recentemente entrati in esercizio e 5.3 GVar attesi nei prossimi anni, per affrontare le sfide poste dall’incremento della produzione FER e dal phase-out delle centrali a carbone. Come anticipato nelle osservazioni al Piano di Sviluppo 2020 si ricorda che Enel, all’interno della propria strategia aziendale di ottimizzazione

del parco di generazione prevede, tra l'altro, la dismissione dei cosiddetti “impianti marginali” ed il progressivo phase-out degli impianti a carbone, con la graduale sostituzione di questi ultimi con nuova capacità alimentata a gas naturale e a fonte rinnovabile. Tali impianti - dismessi o di prossima dismissione - seppur non più funzionali alla generazione di potenza attiva, possono o potranno essere resi disponibili al Sistema per la fornitura di potenza reattiva – e altri servizi come inerzia e contributo alla potenza di corto circuito – in assetto da compensatore sincrono, a seguito di taluni interventi tecnici.

Segnaliamo dunque l'opportunità di tenere in conto i potenziali benefici tecnico-economici derivanti dall'utilizzo di tali impianti Enel ai fini dell'installazione di compensatori sincroni per la regolazione di tensione, prevedendo - ad esempio - procedure concorsuali per l'approvvigionamento della disponibilità di questo tipo di risorse come quella posta in essere a febbraio 2019 per l'area di Brindisi.

Relativamente all'installazione di nuovi compensatori sincroni, nel corso del seminario sul Piano di Sviluppo 2021 tenutosi il 6 ottobre 2021 è stato chiarito – in risposta a specifico quesito sul tema – che Terna, in merito ai fabbisogni espressi nel PDS21, “procederà con l'approvvigionamento di tali macchine elettriche tramite gare ad evidenza pubblica”. Tale affermazione - facendo riferimento a gare per l'approvvigionamento delle macchine elettriche – sembra sottintendere uno sviluppo di compensatori sincroni da parte del TSO piuttosto che a un approvvigionamento dei rispettivi servizi su un apposito mercato (o tramite un progetto pilota analogo a quello che interessò l'area di Brindisi a febbraio 2019).

A tal riguardo, si ritiene che l'approvvigionamento di tali servizi debba essere effettuato tramite mercato, piuttosto che prevedendo una realizzazione diretta dei relativi asset da parte del TSO.

Spunto S10. Osservazioni sui progetti per cui il parere 574/2020 dell'Autorità (<https://www.arera.it/allegati/docs/20/574-20.pdf>) ha proposto la messa “in valutazione”, ossia l'assenza di attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale:

- **secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro**, codice 401-P;
- **progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia**, parte dell'intervento codice 200-I.

In merito al progetto Italia-Slovenia, in accordo anche alla delibera ARERA, l'incremento della capacità di trasmissione al confine potrebbe essere soddisfatto attraverso la realizzazione di due merchant lines, Dekani - Zaule e Vrtojba - Redipuglia, la cui richiesta di esenzione è stata accettata, in ultimo con decisione della Commissione Europea C(2014) 9904 del 17 dicembre 2014. Entrambi i progetti sono totalmente autorizzati alla costruzione ed esercizio in entrambi i Paesi e pertanto potrebbe garantire l'incremento della capacità di transito ed i relativi benefici in termini di sicurezza del sistema, SEW, ecc... in tempi brevi e a costi ridotti rispetto il progetto HVDC.

Spunto S11. Osservazioni sui progetti per cui il parere 574/2020 dell'Autorità ha previsto specifiche condizioni e approfondimenti:

- intervento **SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica- Italia Continentale**, codice 301-P (pagine 23-28 del volume Nord Est);
- intervento di **interconnessione Italia - Tunisia**, codice 601-I (pagine 29-33 del volume Centro Sud);

- intervento di sviluppo **HVDC Sicilia - Continente**, parte del progetto codice 723-P (rapporto specifico per l’HVDC reso disponibile per la consultazione dello schema di Piano di sviluppo 2021 e, relativamente all’ACB dell’intero progetto, pagine 39-45 del volume Centro Sud).

(inserire qui le osservazioni)

Spunto S12. Osservazioni sui tre volumi “**Avanzamento dei Piani di sviluppo precedenti**” dello schema di Piano di sviluppo 2021, 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 lo schema di Piano di sviluppo 2021.

....

Spunto S13. Osservazioni riguardanti i progetti c.d. **merchant lines** (sezione 4.3.3.2.2.3 dello schema di Piano di sviluppo 2021, pagine 261-263) e le relative informazioni messe a disposizione ai fini della consultazione.

(inserire qui le osservazioni)

....

Eventuali ulteriori osservazioni

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

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

