

Consultazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale relativo all'anno 2021

Consultazione di Terna e ARERA del 9 agosto 2021

Osservazioni di Eletticità Futura
19/10/2021



Osservazioni ai quesiti di dettaglio

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.

Esprimiamo il nostro generale apprezzamento sulle modalità utilizzate per la predisposizione della versione 2021 del Piano di Sviluppo e sui relativi contenuti.

Il risultato raggiunto con il PdS RTN 2021 è molto positivo, ma a nostro avviso ci sono ancora degli spazi di miglioramento su cui si potrebbe intervenire, ad esempio coinvolgendo nel webinar pubblico di presentazione dei punti chiave del PdS anche degli esperti tecnici per poter entrare nel dettaglio dei vari interventi contenuti nel Piano, eventualmente suddividendo il webinar in due sessioni, una più generale e l'altra di dettaglio.

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.

Sarebbe 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, riprendendo una richiesta fatta in occasione della consultazione sul PdS 2020 per quanto riguarda il possibile futuro coordinamento con i piani di sviluppo della rete di

distribuzione, così come previsto ai sensi dell'articolo 32 della Direttiva UE 2019/944 e dallo schema di decreto attuativo della medesima direttiva, riteniamo che Terna dovrebbe intensificare il più possibile il coordinamento e la collaborazione con le imprese della distribuzione, considerato il loro ruolo sempre più rilevante nel percorso di evoluzione del mercato elettrico italiano. In particolare, nei futuri PdS RTN Terna dovrebbe dedicare una sezione o un allegato apposito alla descrizione delle attività da essa avviate su questo fronte così da poter dare evidenza agli operatori in maniera più sistematica e dettagliata dei progressi e delle criticità che caratterizzano il processo di coinvolgimento dei DSO. Nell'ambito di tale coordinamento in vista della stesura del prossimo PdS RTN, riteniamo importante che gli impianti di cabina primaria abbiano un'alimentazione in AT multipla in grado di soddisfare il criterio N-1, in modo da ridurre il più possibile il rischio di disalimentazione.

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.

Riteniamo 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, è 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, 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).

Come per il PdS 2020, apprezziamo il dettaglio informativo fornito nell'analisi sul mercato elettrico, in particolare sull'andamento del MSD. Per quanto riguarda le analisi sui costi, volumi, prezzi e selezioni del MSD, sarebbe necessario fornire delle proiezioni di breve termine (2-3 anni) dell'andamento dei costi del MSD in funzione dell'evoluzione del mix energetico nazionale. Inoltre, tali analisi dovrebbero essere applicate anche con riferimento al MB.

Relativamente all'andamento dei prezzi del MSD (Figura 88), sarebbe opportuno effettuare un'analisi più approfondita fornendo, oltre al prezzo medio a livello nazionale, anche il dettaglio dei prezzi medi zonali.

Ai fini di una maggiore chiarezza, sarebbe poi utile dettagliare i servizi che compongono il dato degli “altri servizi” nel grafico sui costi complessivi del MSD (Figura 91) identificando ad esempio il contributo relativo alla regolazione terziaria di frequenza o alla regolazione di tensione riferiti agli ultimi 3 anni di consuntivo. Un'ulteriore miglioria sarebbe quella di dettagliare la voce “altri servizi” non solo a livello nazionale, ma anche su base zonale, così da raffigurare le differenze dei costi del dispacciamento tra le varie zone di mercato.

Per quanto riguarda la Mancata Produzione Eolica, esprimiamo la propria preoccupazione per quanto riguarda il costante incremento del fenomeno della MPE dal 2015 ad oggi, come evidenziato dalla Figura 39 del Piano di Sviluppo 2021. Al fine di investigare meglio le cause di tale aumento, riteniamo utile che Terna aggiunga nella sezione 2.4.3.1 l'andamento storico della percentuale di energia eolica limitata sul totale dell'energia eolica prodotta, possibilmente per zona. Infatti, come riportato anche da Terna, il fenomeno dell'overgeneration, per lo più legato alla produzione da fonte eolica, è fortemente localizzato in alcune aree del Sud e delle isole, tra cui la zona compresa tra Campania e Puglia. La sezione del piano dedicata alla MPE dovrebbe quindi 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), chiediamo 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.

Sebbene siamo consapevoli delle criticità storiche legate ai vincoli di rete strutturali che limitano la produzione eolica, d'altra parte sembra purtroppo che gli interventi messi in atto da Terna non stiano invertendo il trend di crescita della MPE messa in evidenza nel PdS nelle zone Sud e Centro Sud. Come riportato da Terna stessa, infatti, nel corso del 2020 i volumi di MPE hanno registrato valori eccezionali, anche a causa della situazione di basso carico (dovuta alla pandemia) ed elevata produzione da fonti rinnovabili. Tuttavia, anche nel corso del primo semestre del 2021 si è registrato in alcuni casi un aumento dei volumi di MPE rispetto al 2019, soprattutto nel mese di maggio. Considerando gli scenari futuri, caratterizzati da una penetrazione da fonti rinnovabili ancor più rilevante (e tenendo conto dei risultati, negativi, riferiti all'anno “banco di prova” 2020), risulta sempre più necessario che Terna intervenga rapidamente per mitigare la MPE, soprattutto nell'area appenninica tra Puglia e Campania.

Pertanto, oltre alle riforme di market design che si rendono necessarie per l'integrazione e la responsabilizzazione di tutte le risorse, richiediamo a Terna di mettere in atto tutte le azioni necessarie per ridurre la MPE rispetto ai valori registrati negli ultimi anni, auspicabilmente prima del 2024 e 2028. In tali anni, infatti, dovrebbero entrare in esercizio rispettivamente gli elettrodotti Gissi – Larino - Foggia e Montecorvino - Avellino N. – Benevento che dovrebbero contribuire a rinforzare la rete nella predetta area. Inoltre, si attende che l'entrata in esercizio della linea Bisaccia - Deliceto possa migliorare la difficile situazione locale del Beneventano, ma si auspica che lo sviluppo delle reti sulle dorsali adriatica e tirrenica e la realizzazione di accumuli in area sud possano risolvere definitivamente il problema del trasferimento dell'energia dalle aree di maggior produzione eolica a quelle di maggior carico del Centro Nord.

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 poi 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.

In relazione alla sezione 2.9.7, condividiamo la necessità, espressa da Terna, di sviluppare nuovi sistemi di accumulo (e, in particolar modo, degli impianti di pompaggio essendo la tecnologia più matura per stoccare grandi quantitativi di energia) in grado di fornire un contributo significativo alla mitigazione degli impatti attesi sul sistema elettrico che accompagneranno il progressivo incremento della capacità installata di fonti rinnovabili non programmabili nella transizione energetica e nel raggiungimento degli obiettivi nazionali su energia e clima definiti dal PNIEC (6 GW di accumuli centralizzati al 2030). Come riportato da Terna, ad oggi i segnali di prezzo derivanti dai Mercati dell'energia, da soli, non sono in grado di incentivare investimenti in tale tipologia di impianti in quanto non forniscono sufficienti garanzie per il rientro dei capitali a fronte di costi di investimento iniziali significativamente maggiori rispetto a quelli di esercizio. Pertanto, risulta essenziale definire rapidamente un quadro regolatorio in grado di promuovere lo sviluppo di nuova capacità di accumulo e che, oltre a sostenere l'investimento assicurando una remunerazione a termine stabile nel tempo, permetta all'investitore di valorizzare il nuovo impianto sui mercati elettrici. Inoltre, è fondamentale che la definizione del quadro regolatorio, ad oggi delineato solo nello schema di decreto legislativo di recepimento della Direttiva UE 2019/944, avvenga in tempi brevi per poter rispettare le tempistiche e i target previsti nel PNIEC.

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 ENTSGO**) 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).

In generale apprezziamo la sostituzione a partire da febbraio 2021 dello scenario PNIEC con lo NT Italia che, sebbene si basi ancora sui target e le indicazioni del PNIEC, è più allineato

allo scenario europeo TYNDP sviluppato da ENTSO-E. Detto ciò, pur consci dell'impossibilità di ricorrere a obiettivi e target nazionali aggiornati, non possiamo che evidenziare come la principale debolezza del presente PdS 2021 risiede proprio nell'utilizzo del PNIEC per la realizzazione dello scenario NT Italia. PNIEC che ormai contiene degli indirizzi e previsioni di penetrazione delle FER "obsoleti" per via dei nuovi target più ambiziosi dello EU Green Deal. Pertanto, in aggiunta o in sostituzione al NT Italia, sarebbe stato necessario elaborare uno scenario svincolato dal PNIEC e basato su stime in linea con gli obiettivi Green Deal (calibrate secondo apposite sensitivity).

In linea generale, se da un lato il passaggio ad una frequenza biennale 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 esacerbare il disallineamento sopra evidenziato rispetto a target o elementi di contesto in continua evoluzione (si consideri ad esempio l'incremento degli obiettivi rinnovabili). A tal riguardo, invitiamo l'ARERA 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 (si veda a tal proposito anche la risposta allo spunto S12).

Ribadiamo l'importanza del coordinamento tra Terna e Snam e della realizzazione di PdS sempre più olistici che forniscano una visione congiunta sull'evoluzione dei vettori elettrico e gas.

Inoltre, in linea con la risposta allo spunto precedente, oltre che per il valore delle commodities, sarebbe interessante fornire delle previsioni anche sui volumi che verranno progressivamente richiesti e sull'andamento dei costi del MSD per i due scenari contrastanti BAU e NT Italia che fondamentalmente differiscono per il mix di generazione elettrica.

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.

Accogliamo positivamente il documento “Evoluzione rinnovabile”, utile e interessante anche perché, analizzando lo scenario NT_{STMG} in cui si tiene conto dei dati aggiornati sull’evoluzione delle richieste di connessione alla RTN, consente agli operatori di effettuare delle analisi più accurate e basate su scenari più vicini alla realtà attuale rispetto che alle stime effettuate del PNIEC. Più nel dettaglio, concordiamo con Terna nell’analizzare anche lo scenario NT_{STMG} in quanto coerente con l’andamento delle richieste di installazione degli impianti (nonché con la maggiore disponibilità della fonte primaria al Sud e nelle Isole). Tuttavia, ci preme sottolineare che nel medesimo scenario, nonostante l’incremento di 10 GW di accumuli, permangono oltre 2 TWh di overgeneration di sistema. Di conseguenza, condividiamo la necessità manifestata da Terna durante il webinar di aggiornare il PNIEC. A tal fine, qualora tale risultato di overgeneration venisse confermato o aggravato da ulteriori analisi, il fabbisogno di capacità di stoccaggio individuato nella versione vigente del PNIEC andrebbe rivisto al rialzo per contenere maggiormente il fenomeno di overgeneration, nonché raggiungere il target previsto in termini di quota di energia da FER sui consumi finali lordi.

Riguardo gli accumuli, riteniamo utile che le informazioni sul funzionamento dei sistemi di storage (Figura 17) non siano limitate al solo livello zonale, ma comprendano un dettaglio anche delle tre diverse tecnologie di storage: POMPAGGI, SDA UTILITY e SDA SMALL.

Forniamo un’osservazione relativa alle soluzioni di connessione. Riteniamo importante che Terna incrementi i propri sforzi nell’ottica di realizzare un singolo punto di connessione per impianto, al fine di superare le criticità riscontrate al giorno d’oggi per le soluzioni di connessione condivise per i nuovi impianti (in particolare FV ed eolici). La scelta di proporre connessioni condivise, infatti, obbliga gli operatori a realizzare interventi di rete affidandosi a soggetti che non garantiscono la stessa affidabilità fornita dagli interventi diretti del TSO e rischiano di compromettere il buon esito delle iniziative di sviluppo.

Infine, rileviamo un errore al cap. 1 “Analisi di contesto” (pag. 14), in cui vengono analizzati gli esiti delle prime quattro sessioni delle aste del Gruppo A del DM FER 1. Tra i motivi di insuccesso, si evidenzia quanto segue: “• *La partecipazione alle aste da parte del fotovoltaico è limitata dal vincolo previsto nel DM FER1, secondo il quale **risultano ammessi solamente gli impianti autorizzati su terreni agricoli**. L’ingente volume di richieste di connessione, descritte nel dettaglio nel successivo Capitolo 2, risulterebbe infatti associato in prevalenza ad impianti fotovoltaici con sviluppi avviati su tale tipologia di terreni.*”

Tale passaggio non è corretto, in quanto il DM FER 1 del 4 luglio 2019 all'art. 3 comma 5b prevede che per accedere alle aste, gli impianti fotovoltaici rispettino le disposizioni di cui all'art. 65 del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito con legge 24 marzo 2012, n. 27, circa il divieto di accesso agli incentivi statali per impianti con moduli collocati a terra in aree agricole; si evidenzia che il DL Semplificazioni convertito poi in legge con la legge n 120, 11 settembre 2020, recante «Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale.», all'articolo 56 comma 8bis ha modificato l'articolo 65 di cui sopra, consentendo l'accesso agli incentivi anche per gli impianti in aree agricole ma solo nel caso in cui i terreni ricadano in aree di ex cave o discariche bonificate. Successivamente, anche il DL Semplificazioni bis 77/2021 convertito nella L. 29 luglio 2021, n. 108, ha modificato l'art. 65 del decreto legge 25 gennaio 2012, n. 1, convertito con legge 24 marzo 2012, n. 27 (stesso articolo di cui si parla nell'email precedente). In particolare, l'art. 31 della L. 29 luglio 2021 n 108 prevede l'accesso agli incentivi agli impianti agrovoltaiici che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione. Sembrerebbe, tuttavia, che alle future aste saranno ammessi solo gli impianti agrovoltaiici (per i quali la normativa vigente non fornisce una definizione ufficiale), e non i tradizionali impianti con moduli a terra su terreni agricoli.

La frase potrebbe quindi essere modificata in tal senso: *“(...) secondo il quale per quanto riguarda i terreni agricoli ad oggi sono ammessi agli incentivi solo gli impianti realizzati su terreni derivanti da ex cave, ex discariche oppure impianti agrovoltaiici”.*

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**.

Apprezziamo il fatto che l'esito dell'analisi sui margini di adeguatezza nei vari scenari considerati prevedano risultati che rientrano sostanzialmente nei target definiti per le zone di mercato italiane. Come emerso dalle precedenti analisi effettuate sia a livello nazionale che a livello europeo, il risultato è imputabile all'effetto del Capacity Market che garantirà la presenza

di sufficiente capacità di generazione per rispettare i margini di adeguatezza; si conferma quindi nuovamente l'importanza che ricopre l'attivazione di questa misura per il sistema elettrico italiano.

Per quanto riguarda le necessità di sviluppo della RTN e le esigenze del sistema elettrico, riteniamo di fondamentale importanza che Terna si approvvigioni degli asset utili a fornire il servizio di regolazione di tensione tramite procedure concorsuali aperte agli operatori di mercato, definendo il servizio e quantificandone il fabbisogno, senza quindi sostituirsi agli operatori nell'erogazione di importanti servizi di rete. Il subentro di Terna dovrebbe intervenire direttamente con misure più specifiche e puntuali esclusivamente nel caso in cui le relative problematiche di rete dovessero persistere e le procedure di mercato non dovessero fornire risorse adeguate alla risoluzione delle criticità. Pertanto, Terna dovrebbe definire e sviluppare procedure di approvvigionamento a termine di risorse per la regolazione di tensione analoghe a quella già approvata dall'Autorità con la Delibera 675/2018/R/eel in relazione all'area di Brindisi.

Ciò sarebbe anche in linea con quanto previsto dalla Direttiva UE 2019/944 che prevede, all'articolo 40, che i gestori di rete acquisiscano i servizi ancillari secondo *“a) procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato; b) partecipazione di tutte le imprese elettriche qualificate e di tutti i partecipanti al mercato, inclusi i partecipanti al mercato che offrono energia da fonti rinnovabili, i partecipanti al mercato attivi nella gestione della domanda, i gestori di impianti di stoccaggio dell'energia e i partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione.”*. Queste disposizioni si applicano anche alla fornitura di servizi ancillari non relativi alla frequenza a meno che il regolatore nazionale non valuti che la fornitura a mercato di questi servizi non sia economicamente efficiente e abbia quindi concesso una deroga. Lo schema di decreto legislativo attuativo della medesima direttiva, all'articolo 22, comma 1, prevede che *“2-quater: il gestore della rete di trasmissione, previa approvazione da parte dell'ARERA, stabilisce, con una procedura trasparente e partecipativa che coinvolge gli utenti e i gestori del sistema di distribuzione dell'energia elettrica, le specifiche tecniche per i servizi ancillari non relativi alla frequenza e gli standard dei prodotti di mercato necessari per la fornitura di tali servizi. Le specifiche tecniche e gli standard così definiti assicurano la partecipazione effettiva e discriminatoria di tutti i partecipanti al mercato dell'energia elettrica.”*.

Riteniamo pertanto fondamentale, come già sottolineato precedentemente, che Terna, congiuntamente ad ARERA, pubblichi uno studio dettagliato sulla possibilità di fornitura di

servizi di regolazione di tensione nelle aree interessate da parte di operatori non regolati con asset esistenti o di nuova costruzione ed organizzi una procedura di gara aperta, il cui esito negativo, valutato da ARERA secondo criteri predefiniti e consultati con gli operatori, può giustificare lo sviluppo di risorse proprie da parte di Terna per la fornitura di questi servizi. Inoltre, si ritiene necessario che Terna metta a disposizione maggiori informazioni circa gli interventi atti a ridurre i vincoli locali di tensione, fornendo un'adeguata analisi costi benefici per ciascun progetto proposto.

Lo stesso ragionamento deve essere applicato anche alla realizzazione della nuova capacità di accumulo, come peraltro previsto dall'art. 18 dello schema di D.lgs di recepimento della Direttiva UE 2019/944.

Riteniamo necessaria una maggiore integrazione tra PdS e Piano di Difesa. Come espresso nella nostra risposta alla consultazione sul PdS 2020, almeno le parti di interesse del Piano di Difesa dovrebbero essere poste in consultazione pubblica per garantire una maggiore trasparenza sui contenuti di quest'ultimo, rendendo ad esempio disponibili maggiori informazioni relative all'installazione ed all'impiego dei compensatori sincroni nella RTN (essendo questi dispositivi inquadrati sotto l'ombrello del Piano di Difesa), in quanto correlati comunque al fabbisogno di risorse di dispacciamento.

Forniamo anche delle osservazioni di dettaglio in merito ad alcune esigenze di sviluppo per risolvere delle criticità riscontrate nella Valle del Caffaro, in Val Camonica e Valtellina: in queste zone sono registrati diversi episodi di congestioni e fuori servizio derivanti da collegamenti in antenna che causano delle perdite di produzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente, andando a limitarne la produzione. A tal fine, occorrerebbe intervenire aumentando la magliatura della rete nella zona per limitare le interruzioni della produzione. Evidenziamo anche un'altra criticità riscontrata nella stazione di Cedegolo (Brescia), caratterizzata di ripetute contingenze di rete nei periodi di elevata idraulicità che, anche in questo caso, causano una limitazione della produzione a causa dell'insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti.

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.

Segnaliamo infine 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), riteniamo 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.

Nei paragrafi 6.2.1 e 6.2.2. inerenti agli scambi energetici nel medio e nel medio/lungo periodo, Terna prevede un import elevato di energia dal Montenegro. Tuttavia, il parco di generazione del Montenegro e dei Paesi confinanti dell'area balcanica è fortemente caratterizzato dalla presenza di impianti termoelettrici a forti di immissioni di CO₂ (e.g. in particolare lignite) senza essere attualmente soggetti agli stringenti obiettivi di decarbonizzazione adottati in Italia e UE. L'importazione di energia elettrica prodotta da impianti a lignite in Paesi extra-UE non soggetta alla normativa europea di limitazione delle emissioni, menzionata da Terna nella sezione 6.2.2 del Piano, rischierebbe quindi di sostituire la produzione di energia elettrica nazionale più pulita (ma più costosa, anche a causa delle predette politiche di limitazione delle emissioni) con energia a maggiore intensità emissiva, con un impatto negativo in termini di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

In ogni caso, sarà importante monitorare l'estensione del fenomeno in particolare a partire dall'entrata in vigore del Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), attualmente prevista per il 2023, con la prima fase transitoria, e poi dal 2026 con la piena operatività.

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).

[Nessuna osservazione.](#)

<p>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).</p>
<p>Riteniamo opportuna un'analisi costi-benefici trasparente che definisca in termini quantitativi la necessità di installazione di nuovi dispositivi in linea con quanto fatto con gli altri interventi infrastrutturali presenti nel PdS. Tale analisi dovrebbe in particolare includere i potenziali benefici in termini di risparmio di costi sul mercato dei servizi di dispacciamento.</p> <p>Terna dovrebbe inoltre prendere in considerazione la disponibilità, dovuta alla loro dismissione e al progressivo <i>phase-out</i>, dei cosiddetti "impianti marginali" e degli impianti a carbone degli operatori, che potrebbero 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 impianti "rigenerati" piuttosto che procedere con l'acquisto di nuove macchine. In tal senso, come già indicato in risposta allo spunto S6, dovrà essere rispettato il principio secondo cui Terna, prima di procedere con nuovi interventi, potrebbe acquisire la disponibilità delle risorse messe a</p>

disposizione da operatori già in grado di garantire importanti servizi di rete, ad esempio tramite contratti a termine di lungo periodo, siglati al termine di procedure concorsuali trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato.

Tale principio appare coerente con quanto previsto dall'Autorità nella Delibera 675/2018/R/eel, con la quale l'Autorità stessa ha evidenziato che la soluzione preferibile per poter disporre di risorse per la regolazione di tensione in una specifica area critica (Brindisi) è rappresentata da una procedura concorsuale. In caso di contrattualizzazione, si riporta inoltre nella medesima deliberazione, la durata del periodo contrattuale deve essere correlata da un lato alle esigenze sistemiche e dall'altro alla necessità di contenere i costi della misura riducendo i rischi per gli investitori.

Questo approccio sembra essere peraltro in linea con le disposizioni della Direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, attualmente in fase di recepimento e adozione, che prevede all'art. 40 un approvvigionamento "market-based" dei servizi ancillari da parte dei 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.

Come precisato in risposta allo spunto S7, si evidenzia che l'elevato import atteso dall'area balcanica, caratterizzata da un parco di generazione basato su impianti a lignite, rischia di risultare incoerente con gli obiettivi di decarbonizzazione adottati in Italia e in UE. In base all'analisi condotta da Terna, infatti, sembra che i benefici ambientali in termini di riduzione della CO2 saranno apprezzabili solo nel lungo termine (orizzonte 2040) e particolarmente rilevanti solo in caso di non raggiungimento degli obiettivi climatici complessivi (scenario BAU 2040). Per questi motivi, si ritiene la realizzazione del secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia – Montenegro un intervento a bassa priorità nei prossimi dieci anni.

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).

Relativamente all'intervento di interconnessione Italia-Tunisia temiamo che i rischi supererebbero i dei benefici, in quanto la realizzazione di questo tratto e la conseguente possibilità di importare volumi considerevoli di energia a basso costo dal Nord Africa potrebbe aggravare il livello di congestione nella zona Sicilia, con ripercussioni negative su tutto il resto della rete. Riteniamo quindi preferibile che l'entrata in esercizio di questo tratto venga subordinata alla realizzazione degli altri progetti di interconnessione.

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.

Nonostante il PdS RTN abbia frequenza biennale, reputiamo utile che Terna fornisca il resoconto sullo stato di avanzamento dei singoli progetti interventi di sviluppo oggetto dei precedenti PdS venga fornito con cadenza annuale, anche solamente tramite un'apposita sintesi tabellare. 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, riteniamo 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 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.

Nessuna osservazione.

Eventuali ulteriori osservazioni

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

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



Elettricità Futura è la principale associazione delle imprese elettriche che operano nel settore dell'energia elettrica in Italia. Rappresenta e tutela produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali, trader, distributori, venditori e fornitori di servizi, al fine di contribuire a creare le basi per un mercato elettrico efficiente e per rispondere alle sfide del futuro.

www.elettricitafutura.it | info@elettricitafutura.it

