

Osservazioni sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2019

5 luglio 2019

Associazione: Elettricità Futura

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 delle nuove disposizioni¹ previste dal pacchetto di direttive e regolamenti europei “*Clean Energy for all Europeans*”.

Riteniamo che per il Piani di sviluppo della rete elettrica di trasmissione possa essere previsto un aggiornamento biennale (con la pubblicazione annuale dello stato di avanzamento e con tempistiche sincronizzate all'aggiornamento del PNIEC).

Riteniamo inoltre essenziale la previsione di un fast track autorizzativo sia per gli interventi strategici del PdS che per il PdS stesso, che dovrebbe essere considerato una parte integrante del PNEC. A tale proposito, occorrerebbe adeguare la procedura autorizzativa per sincronizzare la procedura VAS del PdS con l'analogo iter autorizzativo della proposta di PNIEC.

Oltre ai pompaggi e agli interventi sulla RTN, è fondamentale l'abilitazione delle FERNP a fornire servizi di rete. Senza di essa, secondo le valutazioni di RSE esposte nel workshop del 26/06, la necessità di accumulo raddoppia (da 6 a 12 GW).

Inoltre sarebbe auspicabile che nel Piano di Sviluppo fosse rappresentato uno scenario di sviluppo “alternativo”, da proporre laddove non si verificasse l'insieme di assunzioni alla base del Piano stesso ossia: effettiva realizzazione del percorso autorizzativo “accelerato” (c.d. fast track) per determinate opere; installazione della capacità di accumulo ipotizzata, ecc.

In merito al coordinamento con altri piani di sviluppo o documenti relativi allo sviluppo della rete elettrica, sarebbe opportuno considerare 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.

¹ <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-10-2019-INIT/en/pdf> , in particolare articolo 32.

Spunto S2. Osservazioni sul **documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici** al Piano di sviluppo 2019 e su possibili ulteriori miglioramenti dell'analisi costi benefici applicata ai piani di sviluppo.

Osservazioni sulla proposta aggiornata di metodologia per un **indicatore di resilienza per la rete di trasmissione nazionale**, disponibile alle pagine 51-69 del documento metodologico.

Osservazioni sulla proposta metodologica per la determinazione di due nuovi indicatori socio-ambientali: **Anticipo Fruizione Benefici (B20)** e **Visual Amenity Preservata/Restituuta (B21)**, presentata alle pagine 91-103 del documento metodologico

Con riferimento all'indicatore di resilienza, riteniamo necessario che sia ampliato l'insieme degli eventi da considerare per la valutazione della resilienza, includendo fenomeni che, anche a causa dei cambiamenti climatici, sono sempre più frequenti, come ondate di calore, raffiche di vento con velocità maggiori delle soglie attualmente considerate, ecc.

Spunto S3. Osservazioni sul **capitolo 2 “la rete oggi”** del Piano di sviluppo (pagine 62-95) e in particolare sulle evidenze del funzionamento del sistema elettrico (criticità, congestioni, sezioni critiche) e dei mercati (prezzi nelle borse europee ed italiana, risultati del mercato dei servizi di dispacciamento, impianti essenziali).

Si sottolinea l'importanza dello sviluppo delle reti e delle infrastrutture per favorire l'efficienza dei mercati, evitando asimmetrie e distorsioni; si ritiene che si debba dare adeguata priorità agli interventi finalizzati al superamento dei regimi di essenzialità, cui si è fatto ricorso per limitare il potere di mercato di alcuni soggetti.

In merito all'andamento dei mercati dell'energia e dei servizi è molto interessante l'analisi condotta nell'intervallo temporale 2016-2018 per quello che riguarda: i) rendite di congestione, ii) volumi di energia imputabili agli avviamenti suddivisi per zone, iii) volumi e oneri in MSD ex-ante per zone di mercato.

Considerato lo scenario di incremento delle energie rinnovabili, la pianificazione degli investimenti sulla rete, la disponibilità dei dati e delle informazioni circa lo stato stesso della rete, si ritiene che questa analisi possa essere approfondita inserendo le evidenze non solo del MSD Ex-Ante, ma anche del MB.

Sarebbe utile inoltre che Terna inserisse nel Piano un'analisi del fabbisogno di adeguatezza del sistema elettrico italiano, ad esempio per gli ultimi due anni di consuntivo e almeno per il primo anno di previsione.

A fronte della progressiva dismissione/messa in conservazione/riattivazione degli impianti, risulta esser di interesse una continua mappatura circa l'evoluzione del parco di produzione e del mix di generazione.

Si richiede inoltre di avere evidenza circa l'attivazione di risorse interrompibili, in termini di numero di ore di attivazione, potenza distaccata e aree geografiche interessate.

Si esprime apprezzamento per l'affinamento delle analisi relative alla Mancata Produzione Eolica (MPE) con una rappresentazione dell'incidenza della MPE per zona e con un maggiore dettaglio in relazione alle cause che portano al non completo utilizzo dell'energia prodotta da fonte eolica. Infatti, questo nuovo dettaglio permette una migliore localizzazione dell'impatto delle congestioni della rete di trasmissione sulla produzione proveniente da fonti rinnovabili e consente di osservare che il 90% della MPE è dovuta a congestioni di rete che risultano essere la causa primaria del non completo dispacciamento della produzione da impianti eolici. Considerato il dato che mostra una crescita della MPE sul totale prodotto da fonte eolica (era 3% nel 2017, è salito al 3.9% nel 2018, ed è già al 4.6% nei primi 5 mesi del 2019) si auspica la realizzazione rapida di interventi mirati a ridurre le congestioni ed adeguare la rete alle necessità che la produzione da fonte rinnovabile, in particolare quella eolica, richiede nelle aree identificate come maggiormente critiche.

Spunto S4. Osservazioni sul **capitolo 3 “scenari”** del Piano di sviluppo (pagine 96-123) e in particolare sulla descrizione degli scenari nazionali “BASE” e “PNEC” (capitolo 3.4.4) e sulla presentazione degli scenari Sustainable Transition e Distributed Generation usati per il Piano di sviluppo e sullo scenario PNEC usato per l'analisi del Collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna (capitolo 3.5).

Osservazioni sul **capitolo 6.2 “scambi energetici nel medio e lungo termine”** del Piano di sviluppo (pagine 201-205).

Osservazioni sulla predisposizione dei futuri scenari per i piani di sviluppo 2020 e sul coordinamento in corso tra il settore elettrico (Terna) e il settore gas (Snam Rete Gas).

Occorre coordinare con la massima priorità i Piani di sviluppo delle reti elettrica e gas al Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, che diverrà vincolante entro il 2019.

Accogliamo 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, è apprezzabile l'utilizzo di scenari che rispecchiano gli obiettivi di politica energetica e ambientale nazionale, come lo scenario PNEC. I diversi scenari utilizzati permettono di coprire una parte consistente delle possibili future evoluzioni che caratterizzeranno il settore energetico a livello nazionale e europeo. Di conseguenza valutiamo positivamente il sistema di previsioni che è stato implementato. Rimangono, tuttavia, non del tutto chiare alcune ipotesi alla base dell'elaborazione dei suddetti

scenari.

Considerata la prospettiva europea sempre più votata ad una decarbonizzazione spinta e il conseguente sviluppo di nuova capacità di generazione da FER, si ritiene che lo scenario PNIEC sia di assoluto interesse e, quindi, andrebbe analizzato nel documento con maggiori dettagli e valutazioni di carattere tecnico/economico, dando particolare evidenza:

- delle eventuali criticità o esigenze di rete che potrebbero emergere
- delle soluzioni che si renderebbero necessarie per l'integrazione della nuova capacità da FER

In relazione al capitolo 6.2 "scambi energetici nel medio e lungo termine" del Piano di sviluppo, sarebbero necessari maggiori dettagli in merito alle ipotesi utilizzate per la definizione del saldo import/export di 28 TWh al 2030 adottato come valore di input nello scenario PNEC. Questo livello di import dall'estero risulta infatti fortemente inferiore rispetto agli scenari ST e DG di ENTSO-E e ha un impatto significativo sul livello dei flussi di energia sulla sezione Centro Nord – Nord.

Il coordinamento in corso tra Terna e SNAM per la predisposizione di scenari di sviluppo comuni che integrano lo sviluppo della rete elettrica di trasmissione a quella del gas è apprezzabile e necessaria al fine di evitare la duplicazione di interventi e di garantire il contenimento delle spese gravanti sui consumatori. Inoltre, l'elaborazione in maniera coordinata di scenari di sviluppo delle reti elettriche e gas è pratica corrente a livello europeo negli ultimi anni ed i gestori delle infrastrutture nazionali, anche in considerazione della particolarità geografica e strutturale dell'Italia, dovrebbero coordinarsi per massimizzare la coerenza delle previsioni sul futuro del sistema energetico.

Risulta opportuno inoltre avere una descrizione chiara di quale sia la view 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.

Spunto S5. Osservazioni sul **capitolo 4 "necessità di sviluppo"** del Piano di sviluppo e in particolare sui nuovi studi riguardanti potenza di corto circuito, flessibilità e inerzia del sistema descritti nel capitolo 4.2 (pagine 130-140).

Il capitolo è stato integrato con una interessante ed esaustiva descrizione della Potenza di Corto Circuito e Inerzia del Sistema, due importanti grandezze che stanno rapidamente cambiando nel tempo a seguito dell'evoluzione del mix energetico nazionale.

Sarebbe interessante integrare la trattazione teorica con una mappatura della rete che evidenzii i principali nodi critici.

Preme, infine, segnalare un aspetto rilevante che riguarda l'installazione di compensatori sincroni in determinate aree territoriali per fornire il servizio di regolazione della tensione.

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).

Con riferimento alla necessità di sviluppo degli impianti di pompaggio, chiediamo che le informazioni riportate nella figura 155 siano caratterizzate da un maggiore livello di dettaglio rispetto alla sola scala regionale e alle categorie indicate.

Riteniamo necessario ribadire che Terna debba evitare di effettuare interventi che potrebbero sostituirsi ai servizi che potrebbero e dovrebbero invece essere erogati dagli operatori di mercato. Pur apprezzando lo spazio dedicato alla qualità del servizio e alle necessità di riserva di potenza attiva o reattiva, non si concorda con l'attuale approccio di Terna di mettere in atto interventi strutturali per servizi di rete (ad esempio, compensatori sincroni) che potrebbero, già ad oggi, essere forniti dagli operatori tramite mercato. In particolare, si fa riferimento alla fornitura di potenza reattiva, che ad oggi è richiesto agli impianti di generazione con il servizio di regolazione di tensione secondaria senza però prevedere un riconoscimento economico. Pertanto, si ritiene necessario che, in primo luogo, venga riconosciuta una adeguata remunerazione per l'erogazione del servizio di regolazione secondaria di tensione agli impianti che la forniscono. In secondo luogo, in presenza di ulteriori esigenze di rete, prima di installare dispositivi per la fornitura di reattiva, Terna dovrebbe aver avviato e concluso (senza successo) una procedura di gara aperta, definendo il servizio e quantificandone il fabbisogno, al fine di consentire agli operatori di esprimere la propria volontà di fornire con mezzi propri servizi di rete, come appunto la regolazione di tensione, tramite mercato.

Riteniamo quindi che la direzione da seguire sia quella in base alla quale il TSO definisce un fabbisogno in termini di servizio di regolazione della tensione, approvvigionando tali quantità con meccanismi di remunerazione indipendentemente dalla soluzione tecnologica utilizzata, ma basati sul rispetto di univoci requisiti tecnici e di performance.

Si sottolinea, infatti, che la direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, recentemente adottata, 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. In attesa del recepimento di queste disposizioni che dovrà avvenire entro il 31 dicembre 2020, si ritiene fondamentale, come sottolineato nel paragrafo precedente, che Terna, congiuntamente ad ARERA, fornisca 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 può giustificare lo sviluppo di risorse proprie per la fornitura di questi servizi da parte di Terna.

Inoltre, fermo restando l'approccio di mercato all'approvvigionamento dei servizi sopra indicato, si chiede se nelle valutazioni di quantificazione o scelta dei siti, siano state prese in considerazione soluzioni alternative quali la presenza in servizio di impianti new entrant termico o il repowering di siti oggi non funzionanti e potenzialmente in grado di fornire questo servizio.

Nella figura 127 viene proiettato l'andamento dell'overgeneration attesa al 2030 nei tre scenari di riferimento: il valore massimo, pari a 6.7 TWh, si registra nello scenario PNIEC. Sarebbe interessante capire come questo si correla con il valore riportato nella figura 34, relativa alla sintesi degli indicatori ambientali del Piano di Sviluppo 2019, in cui viene mostrato un overgeneration FER di 10 TWh/anno.

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 intervento nei due volumi del rapporto di avanzamento).

Non si hanno particolari osservazioni a riguardo.

Spunto S7. Osservazioni sul **capitolo 6 “benefici per il sistema”** del Piano di sviluppo, in particolare riguardo incremento capacità di trasporto con l'estero, riduzione delle congestioni interzonal, incremento adeguatezza, riduzione vincoli alla produzione rinnovabile e riduzione emissioni CO₂ (pagine 206-210).

Non si hanno particolari osservazioni a riguardo.

Spunto S8. Osservazioni sui 19 nuovi interventi proposti nel **capitolo 5 “nuovi sviluppi”** del Piano di sviluppo (pagine 174-199 e foglio di lavoro A della sintesi tabellare del Piano).

Osservazioni sulle proposte di variazione dell'ambito della RTN (sezione 1.7.1 del Piano di sviluppo).

Non si hanno particolari osservazioni a riguardo.

Spunto S9. Osservazioni sul progetto di **collegamento HVDC continente - Sicilia - Sardegna**, codice 723 (rapporto di avanzamento, volume 2, pagine 426-429 e sintesi tabellare del Piano), per il quale l'Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel² ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.

² <https://www.arera.it/allegati/docs/18/674-18.pdf>

Ribadiamo la necessità di un fast track autorizzativo sia per gli interventi strategici del PdS, senza il quale viene inficiato l'intero processo di decarbonizzazione dell'energia secondo i ritmi imposti dal PNIEC con particolare riferimento al phase-out della generazione a carbone in Sardegna entro il 2025. In assenza di uno snellimento del permitting, sarà inevitabilmente posticipato il raggiungimento degli obiettivi di incidenza delle FER elettriche nei consumi oggi fissati in modo vincolante al 2030.

Occorre inoltre contestualizzare meglio l'affermazione emersa nel workshop secondo cui gli interventi strategici saranno avviati nel 2025 e pertanto esplicheranno i loro effetti solo nel lunghissimo termine.

Spunto S10. Osservazioni sul progetto di **collegamento HVDC Centro Sud - Centro Nord**, codice 436 (rapporto di avanzamento, volume 2, pagine 285-286 e sintesi tabellare del Piano), per il quale l'Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.

Spunto S11. Osservazioni sul progetto di realizzazione del **secondo polo dell'interconnessione HVDC Italia - Montenegro**, codice 401, (rapporto di avanzamento, volume 2, pagine 283-284 e analisi costi benefici del solo secondo polo resa disponibile in sede di consultazione del Piano 2018), che l'Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha posto "in valutazione", cioè senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale.

Si giudica positivamente la modalità con cui è stata condotta l'analisi costi benefici che valuta il secondo polo di interconnessione HVDC Italia – Montenegro, anche se permangono delle perplessità riguardo le ipotesi sottostanti la definizione del progetto. In particolare, si richiedono delucidazioni sulle stime di Import dal Montenegro che sembrerebbero non trovare giustificazione tenuto conto dell'attuale capacità di generazione e trasporto a disposizione in Montenegro e più in generale nell'area balcanica (linee di interconnessione con la Serbia, ecc.) e dei futuri progetti di sviluppo di infrastrutture di produzione e trasporto tali da generare un così sostanzioso flusso di energia verso l'Italia. Inoltre, analizzando gli scenari che sono stati considerati, si ritiene opportuno un approfondimento circa la necessità di raddoppiare l'interconnessione in uno scenario di lungo termine.

Spunto S12. Osservazioni sul progetto **Nuova interconnessione Italia-Tunisia**, codice 601-I (rapporto di avanzamento, volume 2, pagine 423-424 e sintesi tabellare del Piano), che l’Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha posto “in valutazione”.

Considerato (i) lo sviluppo futuro delle rinnovabili, atteso soprattutto nel Sud Italia, ed in particolare in Sicilia; (ii) lo sviluppo delle rinnovabili in Tunisia, che nello scenario a lungo termine potrebbe tradursi in un import di energia a basso costo, riteniamo che, per evitare ulteriori congestioni sull’elettrodotto Sorgente – Rizziconi e sulle dorsali verso il nord Italia, l’interconnessione Italia – Tunisia dovrebbe essere conseguente alla realizzazione del collegamento triterminale Sardegna – Sicilia – Continente.

Inoltre, in ragione delle criticità del sistema elettrico regionale siciliano (parco di produzione vetusto, necessità di rinforzo della rete di trasmissione sull’asse est-ovest, ecc.), l’effettiva utilizzazione dell’interconnessione dipenderà dalla realizzazione nei tempi previsti dei rinforzi interni propedeutici al funzionamento in sicurezza del nuovo collegamento.

Spunto S13. Osservazioni sul progetto di **Elettrodotto 220 kV Interconnessione Italia - Austria**, codice 204 (rapporto di avanzamento, volume 1, pagine 136-138 e sintesi tabellare del Piano), che l’Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha posto “in valutazione / allo studio”.

Non si hanno particolari osservazioni a riguardo.

Spunto S14. Osservazioni sui due 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 avanzamento e nella sintesi tabellare** che accompagna il Piano di sviluppo.

Sarebbe utile inserire anche la data entro la quale Terna prevede di ottenere l’autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico per tutte le opere ancora non autorizzate.

Eventuali ulteriori osservazioni

Nr. progressivo	Osservazione³	Documento	Paragrafo
1			
2			
...			
...			
n			

³ Specificare il documento a cui si riferisce ciascuna osservazione e, ove applicabile, il relativo paragrafo (o altro riferimento).