

Format per la raccolta delle osservazioni sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2019

Società / Ente / Associazione / Organismo: Eni 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 delle nuove disposizioni¹ previste dal pacchetto di direttive e regolamenti europei “*Clean Energy for all Europeans*”.

Eni condivide la procedura adottata per la consultazione pubblica, tuttavia, al fine di render maggiormente proficuo l'intervento degli operatori si suggerisce di concedere più tempo per la formulazione di eventuali quesiti da inviare prima della sessione pubblica.

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/Restituita (B21)**, presentata alle pagine 91-103 del documento metodologico

Documento articolato che descrive in dettaglio la modalità di calcolo e l'utilizzo degli indici.

In merito al complesso algoritmo che viene utilizzato per elaborare i risultati in relazione ai vari indici (indicatore resilienza, indicatore B20 e B21) non si hanno osservazioni.

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

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).

L’analisi risulta essere ben dettagliata e le evidenze rispecchiano la situazione attuale in cui appaiono evidenti alcune peculiarità del MSD (elevati volumi movimentati in MSD cui sono associati oneri ridotti al contrario della CSud, i cui oneri per le movimentazioni sono in assoluto i più rilevanti).

In questo scenario:

- si ribadisce l’importanza dello sviluppo delle reti e delle infrastrutture, che può realmente favorire l’efficienza dei mercati, evitando asimmetrie e distorsioni;
- si ritiene che si debba dare priorità agli interventi finalizzati al superamento dei regimi di essenzialità (sia ordinaria che alternativa), cui si è ricorso in passato (ma anche di recente, vedi delibera dell’ARERA 222/2019 “*Determinazioni in merito all’impianto essenziale nella disponibilità di Sorgenia S.p.a.*” cui è seguito il nuovo elenco degli impianti essenziali pubblicato da Terna il 18 giugno 2019) per limitare il potere di mercato di alcuni soggetti ed usufruire di servizi di rete (che quindi non vengono reperiti a mercato) o risolvere criticità locali.

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;
- integrata con alcune proiezioni sul futuro di breve termine (2-3 anni), proprio in funzione degli interventi sulla rete previsti e dell’evoluzione del mix di generazione (sviluppo, dismissione di capacità etc). In particolare per quanto concerne le attese sui trend dei volumi che progressivamente verranno richiesti nel tempo su MSD per far fronte ai diversi servizi.

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).

Fra gli scenari futuri, Terna ne ipotizza uno in cui viene previsto il phase out completo del carbone al 2025.

Considerata la prospettiva europea sempre più votata ad una decarbonizzazione spinta (l'esito dei negoziati sulla Direttiva Fonti Rinnovabili si è chiusa con un innalzamento dell'obiettivo vincolante di rinnovabili sui consumi finali pari al 32%) e il conseguente sviluppo di nuova capacità di generazione da FER, si ritiene che questo scenario 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.

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 evidenzi i principali nodi critici.

Sul tema decarbonizzazione e sviluppo delle energie rinnovabili si ritiene di fondamentale importanza che il Gestore di Rete proceda a mappare e indicare le zone che potrebbero essere maggiormente votate a nuove installazioni senza causare disturbi alla rete o criticità nella gestione in sicurezza del sistema (congestioni, disturbi sulla frequenza etc).

Nel paragrafo sui sistemi di accumulo non vi sono indicazioni/proiezioni circa la penetrazione futura e l'incidenza. Sarebbe opportuno, alla luce dei risultati ottenuti dalla sperimentazione e dei nuovi progetti pilota proposti ai sensi della Delibera 300/17 dell'Autorità, che Terna condivida con gli operatori il maggior numero di informazioni possibili, non solo su tematiche prettamente di origine tecnica, ma anche sulle problematiche della rete e sui servizi che si renderanno progressivamente necessari.

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).

È bene rimarcare anche in questa occasione che al gestore di rete dovrebbe esser permesso sviluppare, gestire e detenere sistemi come quelli sopra elencati, o comunque infrastrutture per la fornitura di servizi di rete, solo qualora si dimostri un fallimento di mercato o per progetti innovativi.

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).

Nessuna osservazione.

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 interzonali, incremento adeguatezza, riduzione vincoli alla produzione rinnovabile e riduzione emissioni CO₂ (pagine 206-210).

Nessuna osservazione.

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).

Nessuna osservazione.

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.

Sarebbe opportuno avere maggiori informazioni di scenario circa l'interazione fra i seguenti aspetti:

- nuovo collegamento HVDC;
- phase out del carbone;
- sviluppo di nuove rinnovabili;
- eventuale metanizzazione della Sardegna (che potrebbe, fra l'altro, modificare l'equilibrio tra consumi elettrici e produzioni elettriche nell'isola e quindi le dinamiche di import/export dall'isola, qualora venissero realizzati nuovi impianti a gas).

In linea generale, per evitare un eventuale sottoutilizzo od utilizzo non efficiente dell'infrastruttura e quindi per evitare un incremento dei costi sostenuti dal sistema e dai consumatori finali non controbilanciato da benefici uguali o superiori, si ritiene che l'investimento relativo al nuovo collegamento HVDC continente - Sicilia - Sardegna debba esser giustificato da una cost benefit analysis tarata sullo scenario che si reputa più probabile e che consideri le interdipendenze dei fattori sopracitati,.

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.

Nessuna osservazione.

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.

Analizzando gli scenari che sono stati considerati, si ritiene opportuno un approfondimento circa la necessità di raddoppiare l'interconnessione in

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

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:

- lo sviluppo futuro delle rinnovabili, atteso soprattutto nel Sud Italia, ed in particolare in Sicilia;
- lo sviluppo delle rinnovabili in Tunisia, che nello scenario a lungo termine potrebbe tradursi in un import di energia a basso costo;

si ritiene 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.

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".

Nessuna osservazione.

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.

Nessuna osservazione.

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).