

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

Società: EP Produzione 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*”.

EP Produzione S.p.A. coglie con favore la pubblicazione dello schema di Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2019 (di seguito: PdS 2019): il processo di pianificazione della rete rappresenta un punto cruciale nel contesto di evoluzione del settore energetico nazionale ed europeo, in considerazione della fase di pianificazione della transizione energetica in corso, la quale richiede decisioni di investimento con rilevanti impatti sul sistema e sugli oneri a carico della collettività nei prossimi decenni.

In questa fase di programmazione appare di fondamentale importanza valutare con accuratezza e organicità il percorso più sostenibile ed economico per affrontare la transizione energetica: la trasparenza e la completezza delle informazioni rappresentano elementi fondamentali e centrali del PdS, per valutare in modo integrato e complessivo le proposte di sviluppo delle infrastrutture di rete e per consentire agli operatori di formulare le proprie ipotesi di investimento in un contesto di sviluppo chiaro.

Si ritengono chiare e trasparenti le modalità di consultazione disposte da parte dell'Autorità, opportunamente integrate dall'utile occasione di confronto fornita dal workshop dedicato alla presentazione e agli approfondimenti sulle principali tematiche del Piano.

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

In linea con quanto previsto nella Direttiva (UE) 2019/944 del Clean Energy Package, si ritiene che l'azione di coordinamento nella predisposizione dei piani di sviluppo della rete di trasmissione e di distribuzione possa portare benefici nella pianificazione degli investimenti in vista dello sviluppo della generazione distribuita e nell'individuare le criticità del sistema nazionale.

Inoltre, la predisposizione del piano decennale della rete di trasmissione potrebbe pertanto assumere una cadenza biennale, allineandosi in tal modo alla pubblicazione del Ten Years Network Development Plan di ENTSO-E e alla definizione degli scenari congiunti a livello europeo, prevedendo un report di avanzamento dello stato dei principali progetti in valutazione insieme a un opportuno aggiornamento delle analisi costi-benefici che tenga conto del mutato contesto regolatorio e strutturale del sistema.

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

(inserire qui le osservazioni)

....

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).

(inserire qui le osservazioni)

....

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).

Con riferimento agli scenari definiti in ambito ENTSO-E, dal momento che il Sustainable Transition (ST) e il Distributed Generation (DG) rimangono invariati rispetto al PdS 2018, si potrebbe valutare l’inserimento di ulteriori scenari di contrasto o analisi di *sensitivity* che vadano a integrare l’orizzonte di analisi e che tengano in considerazione l’evoluzione del quadro regolatorio, al fine includere il futuro assetto di mercato ma anche gli effetti di strumenti recentemente approvati. Si rileva come tale evoluzione potrebbe impattare in modo significativo sugli scenari di riferimento e sull’analisi benefici/costi delle proposte di investimento inserite nel PdS.

Ad esempio, riteniamo sarebbe opportuno valutare gli investimenti proposti in uno scenario che consideri:

- l’aggiornamento della configurazione zonale della rete, dal momento che questo processo, avviato con la delibera 386/2018/R/eel e poi completato con la successiva delibera 103/2019/R/eel; con quest’ultima è stato ridisegnato l’assetto delle zone di mercato a partire dal 2021 attraverso lo spostamento della regione Umbria dalla zona Centro Nord alla zona Centro Sud e l’introduzione della zona fisica Calabria; si ritiene che tali sviluppi andrebbero presi in considerazione nella costruzione degli scenari di riferimento o di contrasto, dandone evidenza nell’ambito del PdS;
- gli effetti del Capacity Market, data la recente approvazione da parte dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito ARERA) e del Ministero dello Sviluppo Economico. Tale strumento di mercato potrebbe indurre segnali concreti agli investitori per la realizzazione degli investimenti necessari alla sostituzione della capacità di generazione termoelettrica più inquinante, vetusta, meno flessibile e meno efficiente, con capacità di generazione nuova, più flessibile e più efficiente già dal 2022, comportando benefici in termini di riduzione dei prezzi di mercato (Social Economic Welfare) e di riduzione dei costi per l’approvvigionamento dei servizi nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento (di seguito MSD);
- l’imminente riforma del MSD, che potrebbe portare ad un efficientamento del servizio di dispacciamento e comportare in tal senso benefici sul sistema.

Gli interventi regolatori citati potrebbero influire sull'utilità marginale degli investimenti di sviluppo delle infrastrutture di rete, modificando la priorità o la sostenibilità di taluni investimenti rispetto ad altri.

Per valutare la sostenibilità economica di un progetto di investimento, infine, sarebbe utile indicare la probabilità che ciascuno scenario si verifichi.

Con specifico riferimento alla figura 111 a pagina 118 del PdS 2019, si osserva dal grafico una previsione della capacità di generazione lorda installata al 2020 di 103 GW. Dal momento che dai dati resi disponibili da Terna nel Transparency Report si desume una potenza installata di circa 115 GW nel 2019, si chiede di esplicitare le ipotesi assunte in relazione alla dismissione degli impianti che porterebbero, negli scenari considerati, a un tale ridimensionamento del parco di generazione (-12 GW nei prossimi 18 mesi).

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).

Con riferimento al tema del surplus di generazione da fonte rinnovabile (cd. *overgeneration*), si chiede un chiarimento in merito ai dati riportati in figura 127 a pag. 129 (nella quale viene mostrato l'andamento dell'*overgeneration* stimata nei tre scenari di riferimento). In particolare, il massimo valore, registrato nello scenario PNIEC al 2030 (6,7 TWh), non sembrerebbe allineato alla stima fornita nella figura 34 a pag. 44, relativa alla sintesi degli indicatori ambientali del Piano di Sviluppo 2019, e nel paragrafo 6.6 (a pag. 209), relativo alla riduzione dei vincoli da fonte rinnovabile: in entrambi i casi l'*overgeneration* viene quantificata in 10 TWh/anno. Si chiede pertanto una delucidazione sulle ipotesi sottostanti nei due casi.

In ogni caso, la valutazione sull'*overgeneration* da FER rappresenta un segnale importante di sviluppo non congruo del parco di generazione al 2030 e impone una riflessione approfondita in merito.

Un ruolo fondamentale nell'integrazione della nuova capacità rinnovabile è sicuramente svolto dagli impianti di pompaggio. Tale esigenza è stata opportunamente evidenziata nel capitolo 4 e nei precedenti piani di sviluppo. Tuttavia, in aggiunta all'indicazione del potenziale di accumulo sul territorio nazionale, sarebbe opportuno definire la localizzazione dei siti individuati per la realizzazione degli impianti con la relativa capacità realizzabile. Inoltre, si ritiene fondamentale delineare i meccanismi regolatori e di mercato che andranno a regolare la realizzazione e il funzionamento di tali impianti.

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).

Il PdS 2019 riporta investimenti sulla rete di trasmissione nazionale per un totale di circa 18 miliardi di euro, cioè +5,7 mld€ (+46%) rispetto al PdS 2018, tenendo conto che anche quest'ultimo risultava caratterizzato da un elevato incremento del costo complessivo degli interventi, legati in modo particolare al processo di decarbonizzazione.

In linea generale, si ritiene opportuno dare indicazione non soltanto dei costi di investimento stimati/consuntivati ma anche una stima dell'impatto degli investimenti, autorizzati e in fase di studio, sulla bolletta energetica e sul costo medio per il consumatore finale, al fine di valutare correttamente l'effetto economico-finanziario degli investimenti infrastrutturali. Tale valutazione dovrebbe estendersi su più orizzonti temporali, coprendo il breve, il medio e il lungo periodo, per tener conto dell'evoluzione degli investimenti congiuntamente all'evoluzione delle altre voci di costo che confluiscono sulla bolletta energetica stessa. Inoltre, l'analisi di impatto economico sulla bolletta elettrica dovrebbe indicare, separatamente, la quota relativa agli interventi già autorizzati e quella relativa ai nuovi interventi proposti (anche singolarmente, per gli interventi maggiori), considerando le varie componenti di costo (ammortamento, remunerazione riconosciuta sul capitale investito, etc).

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).

(inserire qui le osservazioni)

....

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).

(inserire qui le osservazioni)

....

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.

L'obiettivo di completa decarbonizzazione del sistema vede nel *phase-out* del carbone al 2025 uno snodo cruciale: come delineato nella SEN 2017 e nella proposta di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) del MiSE, è stato confermato l'impegno politico di uscita completa del carbone dalla produzione elettrica nel 2025. A tale fine, tuttavia, vengono individuate delle specifiche condizioni abilitanti per lo spegnimento delle centrali a carbone che possano garantire l'adeguatezza e la sicurezza per il sistema. Le misure previste includono la realizzazione di una nuova interconnessione Sardegna-Sicilia-Continente e capacità di generazione a gas (OCGT o CCGT), alimentata da impianti di rigassificazione alimentati da depositi di GNL, per 400 MW in Sardegna (o adeguata capacità di accumulo) e l'installazione di 250 MVAR in compensatori sincroni per la regolazione di tensione. Ad oggi, tutte queste misure risultano di non immediata attuazione e comportano un significativo impatto economico per il sistema.

Per definire un piano di sviluppo sostenibile e favorire l'equilibrio ottimale fra esigenze di sicurezza/adeguatezza, sostenibilità finanziaria/sociale delle soluzioni adottate e il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili/de-carbonizzazione della Sardegna, riteniamo sia di fondamentale importanza adottare un punto di vista integrato e di sistema, programmando in modo coordinato gli interventi nel settore power e nel settore gas, per quanto riguarda lo sviluppo sia del mercato che delle infrastrutture. Solo un approccio integrato e trasparente ci pare in grado di fornire i corretti segnali di investimento ai soggetti interessati evitando o almeno limitando le incertezze al mercato, che certo non favoriscono possibili nuovi investimenti in Sardegna.

In particolare, il progetto di collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna, proposto nel PdS 2018 e ripresentato nel PdS in consultazione, riporta l'avvio della cantierizzazione nel 2025, con completamento dell'opera nel lungo periodo. Tali tempistiche sono evidentemente non compatibili con l'obiettivo di completo *phase-out* del carbone in Sardegna al 2025 nel rispetto delle condizioni minime di sicurezza e di adeguatezza del sistema. L'ipotesi di un *fast track* autorizzativo andrebbe in ogni caso meglio specificata nell'ambito del PdS dando evidenza delle possibili tempistiche ragionevolmente previste.

Nel contesto descritto si possono quindi delineare le seguenti situazioni:

1. mantenere in esercizio l'attuale parco produttivo programmabile sardo, fino all'effettiva realizzazione delle condizioni minime di sicurezza e di adeguatezza che consentano il completo *phase-out* del carbone in Sardegna (allineando le tempistiche previste nel PNIEC);
2. individuare soluzioni alternative trasparenti e competitive che favoriscano il raggiungimento degli obiettivi di de-carbonizzazione, anche in attesa della realizzazione delle condizioni definite nel PNIEC per il completo *phase-out* dal carbone. Una possibile soluzione in questo

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

scenario sarebbe la conversione di una unità di generazione da carbone a biomassa, progetto che EPH è interessata a realizzare nel sito di Fiume Santo, in presenza di adeguate condizioni economiche per un progetto basato sulla biomassa di larga scala. Con la conversione da carbone a biomasse sarebbe possibile garantire maggiore flessibilità, in termini di tempistiche, per la realizzazione delle infrastrutture che si riterranno necessarie, nei tempi necessari. L'individuazione delle soluzioni alternative potrebbe essere condotta, ad esempio, attraverso un'asta competitiva per la de-carbonizzazione della Sardegna, evitando in tal modo di incorrere in violazioni della concorrenza e delle norme sugli aiuti di stato.

Richiamando le osservazioni dell'Autorità contenute nel Parere 674/2018/I/eel in relazione al cavo HVDC tri-terminale, si evidenzia la necessità di valutare l'eventuale sviluppo del progetto dando evidenze in merito all'utilità delle singole porzioni del collegamento. Inoltre, pur consapevoli della molteplicità delle variabili in gioco, la data di completamento dell'opera riporta anche nel PdS 2019 l'indicazione di "lungo termine": come osservato dall'Autorità nel Parere, si ritiene più utile ai fini della valutazione del nuovo progetto indicare un anno ragionevolmente ipotizzato per l'entrata in esercizio oppure, in alternativa, un range di date. In tal modo, si potrebbero delineare con maggiore chiarezza gli scenari futuri e pianificare di conseguenza le azioni necessarie a traguardare gli obiettivi di decarbonizzazione in condizioni di adeguatezza e sicurezza.

Passando all'analisi benefici-costi relativi al nuovo cavo HVDC Continente-Sicilia-Sardegna si osserva che:

- le valutazioni ottenute con lo scenario DG e con lo scenario ST forniscono indicazioni contrastanti: lo scenario DG comporta un VAN positivo per il progetto; al contrario dello scenario ST nel quale il VAN risulta negativo. Nel primo caso il progetto sarebbe giustificato, nell'altro il cavo non avrebbe una sufficiente sostenibilità economica: riteniamo che in questo caso sia utile uno stress-test dell'analisi che porti ad approfondire in quali contesti e a quali condizioni il cavo possa portare effettivi benefici netti superiori ai costi per il sistema;
- come già evidenziato dall'ARERA nel summenzionato Parere sul PdS 2018, lo studio di sostenibilità e le valutazioni economico-finanziarie riguardanti l'opera andrebbero distinte per intervento, ovvero trattando le interconnessioni Sardegna – Sicilia e Sicilia – Continente come investimenti indipendenti tra loro, così da permettere di valutare singolarmente i benefici, i costi e le criticità derivanti da ciascuna interconnessione: in questo modo, si può considerare la priorità di una interconnessione sull'altra e contestualmente evitare di autorizzare un intervento che risulterebbe superfluo se sommato all'altro;
- si nota che gli indici di sintesi dell'analisi costi-benefici eseguita nello studio riguardante lo scenario di policy del PdS 2019 (PNIEC) hanno subito una netta riduzione rispetto alle analoghe valutazioni riportate nel PdS 2018 per lo scenario SEN: si potrebbero a tal proposito chiarire le motivazioni di una tale riduzione;
- in tutti gli scenari di valutazione, uno dei driver principali dei benefici è la riduzione del costo MSD che andrà a gravare sulla bolletta elettrica a carico della collettività. Tuttavia, sembra ormai indispensabile valutare (almeno come *sensitivity*) gli effetti dell'introduzione del Capacity Market nel medio-lungo periodo sulla componente cd. *uplift*, dal momento che tale meccanismo è stato disegnato con lo scopo, tra

gli altri, di portare a una riduzione dei costi di dispacciamento. Un discorso analogo riguarda l'impatto che la struttura del mercato dei servizi di prossima definizione avrà sui prezzi e sul costo dell'MSD.

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.

(inserire qui le osservazioni)

....

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.

(inserire qui le osservazioni)

....

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".

(inserire qui le osservazioni)

....

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".

(inserire qui le osservazioni)

....

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.

(inserire qui le osservazioni)

....

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).