

Piano decennale di Sviluppo della RTN 2020

Documento di Consultazione Terna

Osservazioni di Elettricità Futura

7 luglio 2020

*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 dell'articolo 32 della Direttiva "elettricità" 2019/944.*

Come espresso anche nella nostra risposta alla consultazione sul PdS precedente e suggerito dalla stessa Arera, riteniamo preferibile che i futuri Piani decennali di Sviluppo della RTN vengano predisposti con una cadenza biennale, pubblicando invece annualmente un documento sullo stato di avanzamento del Piano.

Così facendo, la pubblicazione dei PdS sarebbe sincronizzata con l'aggiornamento del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima e i TYNDP di ENTSO-E ed ENTSO-G.

Per quanto riguarda il coordinamento futuro con i PdS della rete di distribuzione, auspichiamo che Terna, in concerto con ARERA e Snam, intensifichi la propria collaborazione con gli operatori della distribuzione per definire le azioni e gli step necessari per la transizione e l'evoluzione del ruolo dei DSO nel futuro sistema elettrico. Riteniamo quindi utile che nel prossimo PdS sia dedicata una sezione *ad hoc* a questo tema, in cui illustrare le iniziative ipotizzate alla luce dell'evoluzione della regolazione europea in materia.

Sempre con riferimento al coordinamento con i PdS della rete di distribuzione e alla pianificazione del prossimo PdS Terna, riteniamo inoltre 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.

Non si hanno particolari osservazioni a riguardo.

Spunto S3. Osservazioni sul capitolo 2 "lo stato del sistema elettrico" del Piano di sviluppo (pagine 74-173) e in particolare sulle criticità e sull'analisi dello stato della rete (sezioni 2.7 e 2.8) e sull'analisi del mercato elettrico (sezione 2.10).

Esprimiamo il nostro apprezzamento per il rafforzamento delle analisi sulla Mancata Produzione Eolica rispetto alla versione precedente del Piano. A nostro avviso, questa sezione potrebbe 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).

Uno studio simile permetterebbe agli operatori di quantificare con maggiore esattezza il fenomeno della MPE e di capire in che modo gli operatori stessi ne sono impattati.

Rispetto ai dati mostrati sulla MPE, guardiamo con preoccupazione al grafico presentato nella Figura 38, in cui è raffigurata una crescita negli ultimi anni dei volumi della MPE, peraltro con inversione di tendenza (+39 GWh) nel 2019 rispetto ai volumi riscontrati nel 2018. Al riguardo riteniamo che i prospettati interventi di potenziamento della rete possano risultare non sufficienti o in ogni caso inadeguati a fronteggiare nel breve termine l'aumento della mancata produzione. Accanto agli interventi strutturali di medio-lungo termine già pianificati, riteniamo fondamentale che Terna individui e implementi, in concerto con l'ARERA, anche delle soluzioni di mercato di breve termine per invertire o perlomeno rallentare questo trend.

Apprezziamo molto anche le analisi sui costi, volumi, prezzi e selezioni del MSD, che riteniamo utile siano applicate anche con riferimento al MB e integrate nella prossima versione del PdS. In aggiunta a ciò, riteniamo utile che, in aggiunta alle analisi sulle serie storiche degli ultimi anni, siano forniti degli scenari prospettici sull'andamento e l'evoluzione del MSD per via dell'incremento della quota degli impianti di produzione da FER, della presenza del Capacity Market e degli interventi sulla RTN prospettati nel PdS.

Apprezziamo inoltre il focus dedicato alle attivazioni sul MSD ex-ante con la distinzione tra riserva secondaria e altri servizi. Su quest'ultimo aspetto (affrontato anche più avanti nella risposta), riteniamo però che si aumenti ulteriormente il livello di dettaglio, distinguendo meglio i servizi di rete (regolazione tensione, risoluzione congestioni, adeguatezza, ecc.).

Relativamente all'utilizzo delle risorse interrompibili, riteniamo utile che, analogamente a quanto fatto per il MPE, siano fornite le informazioni sulle ore di attivazione, la potenza distaccata, le aree geografiche, le

esigenze di sistema a cui esse rispondono e l'energia non fornita (illustrando l'andamento delle serie storiche degli ultimi anni).

Riportiamo di seguito una serie di osservazioni puntuali su alcuni paragrafi del capitolo:

- Sezione 2.4: per quanto riguarda la possibilità di impiego degli impianti FER eolici e fotovoltaici sulle reti di trasmissione e distribuzione al fine di contribuire all'erogazione di servizi quali la regolazione di tensione, apprezziamo il riscontro fornito in occasione del Webinar del 15 giugno. Auspichiamo quindi in un rapido avvio dei prospettati progetti pilota;
In aggiunta a ciò, evidenziamo comunque come nell'ultima parte della sezione sono effettuate alcune considerazioni sulla localizzazione delle FER rispetto al carico e sul contributo alle congestioni che necessitano di maggiori precisazioni;
- Pag. 95 sezione 2.4.1: è affermato che *“gli impianti di produzione connessi alla rete con dispositivi statici che per loro natura non forniscono un significativo contributo all'aumento di questo parametro (potenza di corto circuito)”*. Evidenziamo come al momento non esistono attualmente prescrizioni normative a riguardo o vincoli tecnici a introdurre requisiti in tal senso. Viste le prospettive future e apprezzando, anche in questo caso, il riscontro fornito in occasione del Webinar, ribadiamo l'importanza di portare avanti gli approfondimenti da un punto di vista sia tecnico che tecnologico su questa tematica;
- Par. 2.4.2.: riteniamo opportuno inserire un aggiornamento sul tema dell'osservabilità;
- Riteniamo necessario che siano forniti ulteriori approfondimenti riguardo l'andamento della rendita di congestione, di cui alle figure 73 e 74. Potrebbe inoltre essere utile aggiungere un'informazione sulla disponibilità della capacità di transito tra le zone, ad esempio in termini di curve di durata 2019 rispetto a 2018;
- Par. 2.10.5. le figure 83 e 85 indicano come la maggior parte dei volumi e degli oneri MSD derivino dalle movimentazioni per “Altri servizi”, entro cui sono inclusi i servizi richiamati a pag. 157 e 158. L'assenza di accounting sull'assegnazione dei volumi e degli oneri delle movimentazioni classificate come “altri servizi” alle categorie di servizio che vengono erogate (es. risoluzione delle congestioni, rispetto vincoli di tensione, bilanciamento, riserva) e l'impossibilità di conoscere il valore nodale di ciascun servizio rimangono i maggior problemi dell'MSD e, di riflesso, le carenze più rilevanti dell'analisi presentata. Ciò non permette agli operatori di comprendere le reali criticità del sistema, ostacolando, tra l'altro, l'attività di consultazione in oggetto. Ai pochi tentativi rintracciabili a riguardo nella letteratura regolatoria (ad esempio il DCO 420/2016) non è stato dato seguito in maniera sistematica. Segnaliamo inoltre la mancanza di informazioni zonali su volumi e prezzi (che invece comparivano nel PdS 2019), preferibili rispetto al contenuto informativo delle figure 84 e 89. Infine, evidenziamo che non è esplicitato se i dati si riferiscano solo a MSD ex-ante o anche a MB, e non è molto chiaro a cosa si riferiscono gli importi per “selezioni” riportate nella figura 86, in relazione agli oneri complessivi di figura 83;

- Par 2.11 per quanto riguarda l'essenzialità, reputiamo utile che sia fornita l'evoluzione temporale degli impianti essenziali al fine di poter giudicare l'efficacia dello sviluppo rete nella rimozione dei vincoli di essenzialità.

*Spunto S4. Osservazioni sul **documento di descrizione degli scenari** predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas che accompagna il Piano di sviluppo, sugli scenari "Business as Usual BAU", "Decentralized DEC" e "PNIEC" applicati nel Piano 2020 e sulla disponibilità e fruibilità dei relativi dati.*

Osservazioni sul coordinamento tra il settore elettrico e il settore gas in materia di scenari.

*Osservazioni sul **capitolo 3 "scenari"** (pagine 174-203) e sul **capitolo 6.2 "scambi energetici nel medio e lungo termine"** (pagine 305-309) del Piano di sviluppo.*

Apprezziamo lo sforzo effettuato da Terna per fornire una descrizione dettagliata degli scenari che stanno alla base del Piano di Sviluppo. Riteniamo tuttavia necessario un maggior dettaglio su alcuni aspetti, quali ad esempio la ripartizione zonale della domanda elettrica e la capacità totale prevista all'anno obiettivo per ogni tecnologia nello scenario preso in esame inclusi gli accumuli centralizzati e distribuiti. Tale stima si rivela infatti determinante per: rischi di congestione, rischi di *overgeneration*, competitività sui mercati energia ecc. Risulta opportuno inoltre avere una descrizione chiara di quale sia la stima 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.

Riteniamo inoltre utile che sia data visibilità dei dettagli di cui sopra anche per un anno intermedio dal 2030 al 2040.

*Spunto S5. Osservazioni sul **capitolo 4 "necessità di sviluppo"** del Piano di sviluppo (pagine 204-251).*

In linea generale, riteniamo che gli interventi di rete previsti siano complessivamente condivisibili, e apprezziamo il fatto che l'esito dell'analisi sui margini di adeguatezza nei vari scenari considerati prevedono 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 attivazione di questa misura per il sistema elettrico italiano. Ci auguriamo perciò che anche lo studio europeo sull'adeguatezza possa suffragare tali risultati, anche in esito all'implementazione della nuova metodologia per la valutazione

dell'adeguatezza delle risorse armonizzata a livello europeo ai sensi del "Nuovo Regolamento Elettrico" Reg. EU 2019/943.

Detto ciò, questo capitolo del Piano di Sviluppo 2020 non sembra arricchito di contenuti in merito alla possibile evoluzione della stabilità del sistema elettrico, anzi, in alcune sezioni, come per esempio la quantificazione dell'energia cinetica minima necessaria all'anno obiettivo, sembra esserci un passo indietro rispetto alla versione 2019. In tal senso, vista l'importanza che la stabilità di sistema sta assumendo anche a livello europeo, riteniamo importante che il PdS contenga:

1. per quanto riguarda l'analisi d'inerzia: una quantificazione dell'evoluzione dell'energia cinetica massima e minima, che il TSO può ragionevolmente prevedere essere disponibile da impianti in servizio in ogni scenario esaminato in due di riferimento: esempio 2025 e 2030;
2. per quanto riguarda invece l'analisi della potenza di corto circuito (Pcc): una sezione che riporti l'evoluzione numerica della Pcc nei principali nodi di rete – per esempio i nodi pilota – a seguito della crescita della capacità FER e decommissioning delle unità Termo. Questo valore andrebbe poi comparato con dei valori limite target del TSO per indicare se e quali zone risultano a rischio dal punto di vista della robustezza di sistema.

In merito all'evoluzione dell'inerzia elettromeccanica di sistema, riteniamo opportuno che il TSO preveda una sezione dedicata all'interno del Piano, nella quale riporti un'analisi quantitativa in due anni di riferimenti (es. 2025 e 2030) negli scenari esaminati eventualmente espressa anche in termini di energia cinetica massima e minima ottenuta da impianti disponibili e in servizio. In caso questi temi fossero trattati nel Piano di Difesa si chiede che anch'esso, almeno nelle parti di interesse, venga posto in consultazione pubblica.

Riteniamo infatti utile una migliore integrazione del PdS con il Piano di Difesa ed una maggiore trasparenza sui contenuti di quest'ultimo, che dovrebbero essere anch'essi posti in consultazione, 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.

A pag. 236 è esplicitato che *"i 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"*. Pur comprendendo l'approccio prudentiale adottato, riteniamo che non tenere in debita considerazione nell'elaborazione degli scenari di

sviluppo anche le interconnessioni *merchant*, in particolar modo quelle individuate come prioritarie dalla Commissione Europea ed ENTSO-E, possa risultare fuorviante.

Relativamente alla prevista installazione di 4500 MVAR di compensatori sincroni, riteniamo utile che siano forniti maggiori dettagli (localizzazione, tempistiche di realizzazione etc.) ed evidenziamo, come già espresso in altre sedi, che l'approvvigionamento di questi servizi e sistemi deve avvenire a mercato, prevedendo l'intervento del TSO solo in caso di fallimento del mercato.

Infatti, i TSO hanno il compito di facilitare la partecipazione degli operatori di mercato in condizioni di assoluta neutralità, senza sostituirsi ad essi. Il mercato, infatti, se messo nelle condizioni di esprimersi, può garantire il fabbisogno richiesto e a condizioni anche più efficienti di una soluzione regolata: è dunque necessario replicare quanto implementato da Terna nel caso di Brindisi per l'approvvigionamento di risorse per la regolazione della tensione di cui alla Delibera 675/2018/R/eel, tenendo conto delle tempistiche necessarie agli operatori per programmare eventuali investimenti.

Auspichiamo un'attenta vigilanza per garantire il rispetto delle regole e per evitare che i soggetti regolati competano in condizione di vantaggio a danno degli operatori di mercato.

Per quanto riguarda infine lo sviluppo degli impianti di pompaggio idroelettrico, poiché la risposta alla presente consultazione è destinata a Terna, ma anche all'Autorità, approfittiamo dell'occasione per sottolineare la necessità di definire rapidamente il suddetto quadro regolatorio, in quanto appare chiara l'importanza dei sistemi di accumulo e, in particolare dei pompaggi, nella realizzazione della transizione energetica e nel raggiungimento degli obiettivi nazionali su energia e clima definiti dal PNIEC. È perciò fondamentale che la definizione del quadro regolatorio avvenga in tempi stretti per poter rispettare le tempistiche previste nel PNIEC. Riteniamo altresì opportuno che Terna fornisca informazioni più dettagliate relative ai pompaggi ai fini dell'elaborazione delle stime relative al potenziale di sviluppo disponibile presentate nel Piano di Sviluppo affinché gli operatori possano iniziare ad effettuare le proprie valutazioni.

*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 dei singoli interventi nei tre 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 l'incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero, la riduzione delle congestioni interzonali, l'incremento dell'adeguatezza del sistema elettrico e la riduzione delle emissioni CO₂ (sezioni da 6.3 a 6.6, pagine 310-317).*

Reputiamo utile che tra gli esiti presentati in questo capitolo venga illustrato anche il parametro relativo al valore reale dell'energia non fornita. Tale valore potrebbe rivelarsi utile anche in ambito europeo nell'ambito della valutazione degli interventi sui meccanismi di capacità e del calcolo dell'adeguatezza delle risorse elettriche.

Riteniamo inoltre necessario che nel Piano di Sviluppo venga indicato qual è il beneficio legato al contributo atteso (e di cui si è tenuto conto nella definizione del Piano) – in termini di servizi per la regolazione di frequenza e tensione – dagli impianti a fonti rinnovabili in virtù degli adeguamenti e degli obblighi richiesti a tali impianti dal nuovo Allegato A17 del Codice di Rete. Questo aspetto risulta fondamentale nell'ottica di definire i servizi complessivi necessari e la relativa ripartizione sul mix tecnologico disponibile nel medio-lungo termine.

*Spunto S8. Osservazioni sui 27 nuovi interventi proposti nel **capitolo 5 “nuovi sviluppi”** del Piano di sviluppo (pagine 252-301 e foglio di lavoro A della sintesi tabellare del Piano) e in particolare su quelli con maggiore impegno economico:*

165-N Razionalizzazione rete 380 kV Brianza

259-N Razionalizzazione rete AT Verona

627-N Elettrodotto 380 kV Caracoli - Ciminna

Osservazioni sulle proposte di variazione dell'ambito della RTN (sezione 1.8 del Piano di sviluppo, pagine 61-62).

165-N Razionalizzazione rete 380 kV Brianza

- Ringraziando per il riscontro preliminare fornito in occasione del Webinar, richiediamo che siano ulteriormente chiarite le motivazioni alla base dell'esclusione dello scenario BAU 2040

259-N Razionalizzazione rete AT Verona

- Similmente al punto precedente, richiediamo che siano ulteriormente chiarite le motivazioni alla base dell'utilizzo degli scenari BAU 2030 e 2040

627-N Elettrodotto 380 kV Caracoli – Ciminna

- L'intervento deriva dalla scelta di spostare la stazione di conversione del collegamento HVDC dalla SE Ciminna alla SE Caracoli e di completare la direttrice 380 kV tra Sicilia Orientale e Occidentale

prolungando la nuova linea a 380 kV Chiaramonte – Ciminna fino alla nuova sezione a 380 kV della SE Caracoli. In questo senso la scheda giustamente rimanda all'ACB degli interventi 602-P "Elettrodotto Chiaramonte G. – Ciminna" e 604-P "Assoro – Sorgente 2 – Villafranca", in cui si immagina sia stata inserita la variante in oggetto. È quindi opportuno valutare l'inserimento di questo intervento come variante del 602-P, che diventerebbe quindi "Elettrodotto Chiaramonte G. – Caracoli".

Richiediamo che all'inizio del paragrafo si richiamino alcune informazioni sintetiche utili a spiegare, ad esempio, i requisiti minimi che rendono necessaria l'ACB (es. capex stimato sopra 15 milioni di euro), quali sono i criteri di scelta degli scenari utilizzati per ACB (gli interventi precedenti sono stati valutati su diversi scenari), ecc. Queste informazioni sono contenute nei volumi "Stato di avanzamento" ma andrebbero sinteticamente riportate anche in questo capitolo.

Evidenziamo infine come gli schemi rete non riportino la legenda dei simboli.

*Spunto S9. Osservazioni sul progetto di **collegamento HVDC Centro Sud - Centro Nord**, codice 436 (rapporto di avanzamento, volume "avanzamento Centro-Sud", pagine 24-28 e sintesi tabellare del Piano), per il quale l'Autorità nel proprio parere 674/2018/l/eel ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.*

L'opera risulta attualmente in concertazione (tabella 4 volume "Avanzamento Centro Sud"), con la stessa classificazione del PdS 2019. Considerando le raccomandazioni del Parere ARERA 674/2018/l/eel e quanto esposto nel PdS 2019, si presume che l'opera sia ancora in fase di valutazione e che l'interazione con gli Enti preposti sia volta ad acquisire tutti gli elementi necessari a completare la valutazione.

Nel PdS 2019 l'opera, per la quale si stimava una lunghezza di 221 km, era dettagliata in due interventi (HVDC Villanova Fano e SE HVDC), entrambi in fase 1 (come da PdS 2018), con avvio attività 2020, avvio realizzazione 2025 e completamento "lungo termine" e capex 1.115 M€. L'ACB è stata valutata con IUS 1,5/1,6 (scenari ST e Dg entrambi 2025 e 2030), con benefici, per scenari ST e DG 2025, dal 70% al 73% legati ai costi evitati MSD (beneficio B7) e dal 24% al 28% per beneficio SEW (B1). Al 2030 il beneficio SEW sale al 34-36% e il B7 si assesta su 55 - 63%.

Nel PdS 2020 sono stati opportunamente introdotti maggiori dettagli nelle sezioni "descrizione intervento" e "interdipendenze o correlazione" con esplicitazione codici quest'ultimo caso. La lunghezza del collegamento sale a 228 km mentre le opere sono presentate diversamente: sono sdoppiate le SE di conversione a Fano e Villanova e è stato aggiunto l'adeguamento della SE 380 kV Fano. Per tutti gli interventi, ancora classificati in Fase 1, l'inizio attività slitta dal 2020 al 2023, l'avvio realizzazione dal 2025 al 2026 mentre per il completamento si passa da "lungo termine" al 2030. Apprezziamo l'approfondimento tecnico e l'analisi di sensitivity sui benefici rilevanti e sull'investimento. Il capex, mantenuto invariato rispetto al PdS 2019, viene

valutato con sensitivity a +- 10% e gli IUS su scenari BAU, non molto promettenti, si mantengono molto vicini ai valori PdS 2019 scenari ST e DG, guidati dal beneficio B7. Più positivi gli esiti degli scenari DEC, con IUS tra 2,1 e 2,8, guidati dal beneficio SEW, vista la prospettiva di diffusione FER.

Vista la compresenza di scenari con IUS molto diversi riteniamo opportuno che si approfondiscano ulteriormente le valutazioni fatte, eventualmente “sdoppiando” l'intervento in due poli da 500 MW, per contenere il rischio legato all'incertezza su orizzonti di lungo termine.

*Spunto S10. Osservazioni sul progetto **Nuova interconnessione Italia-Tunisia**, codice 601 (rapporto di avanzamento, volume “avanzamento Centro-Sud”, pagine 29-33 e sintesi tabellare del Piano).*

Come già espresso nella nostra risposta alla precedente versione del PdS, tenendo conto dello sviluppo delle FER atteso nel Sud Italia e in Tunisia e che quest'ultimo a lungo termine potrebbe tradursi in import di energia a basso costo, riteniamo che la realizzazione dell'interconnessione tra Italia e Tunisia dovrebbe essere conseguente alla realizzazione del Tyrrhenian Link, in modo da evitare ulteriori congestioni sull'elettrodotto Sorgente – Rizziconi e sulle dorsali verso il nord Italia.

*Spunto S11. Osservazioni sul progetto di **collegamento HVDC continente - Sicilia - Sardegna**, codice 723 (rapporto di avanzamento, volume “avanzamento Centro-Sud”, pagine 39-45 e sintesi tabellare del Piano), per il quale l'Autorità nel proprio parere 674/2018/l/eel ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.*

Nella slide 34 della “Presentazione del piano di sviluppo 2020” è raffigurato il calcolo dello IUS per il Tyrrhenian Link paragonando due percorsi diversi di evoluzione degli scenari di sviluppo dal 2025 al 2040: PNIEC → PNIEC → DEC e PNIEC → BAU → BAU.

Sebbene sia stato impiegato con riferimento ai soli target 2023 e 2040, riteniamo utile che venga fornita una valutazione dello IUS basata anche su un percorso di evoluzione degli scenari che anche al 2025 vede l'adozione dello scenario Business-As-Usual (BAU). Tale valutazione permetterebbe infatti di mostrare due scenari tra loro contrapposti: la “best practice” (PNIEC → PNIEC → DEC) e la “worst practice” (BAU → BAU → BAU) e di stimare lo IUS che il Tyrrhenian Link potrebbe avere parametrato a un settore elettrico caratterizzato dalle scelte e gli sviluppi previsti nello scenario BAU. Tanto più che nel Piano l'obiettivo di tale intervento è sempre indicato come Integrazione FER.

Proponiamo inoltre che, in accordo all'approccio di scheduling descritto nel Webinar del 15 giugno (completamento delle singole tratte), l'analisi dei benefici nei vari scenari sia integrata con il dettaglio dei risultati conseguiti da ciascuna tratta del collegamento (Continente-Sicilia e Sicilia-Sardegna) e per ciascun

livello di capacità di interconnessione (500 MW oppure 1000 MW su ogni tratta, in funzione dell'avanzamento del raddoppio del collegamento). In relazione allo sviluppo modulare dell'opera, infatti, ciascun elemento del doppio bi-terminale potrebbe essere valutato singolarmente, specificando in tal modo il livello di beneficio ottenuto in ciascun anno di riferimento e tenendo conto dello stato di avanzamento del progetto secondo le tempistiche di realizzazione prospettate. Sugeriamo di considerare nell'analisi costi benefici entrambi gli scenari di completamento dell'opera, ovvero sia nell'ipotesi di un *fast track* autorizzativo sia in assenza di questo.

Segnaliamo poi due criticità: la prima riguarda l'anticipazione della data di avvio cantieri dal 2025 al 2021, per un'opera che è ancora in concertazione. Riteniamo che si tratti di un'ipotesi irrealistica, a meno che non si attuino gli auspicati strumenti normativi straordinari per l'accelerazione dell'iter autorizzativo. Essi dovrebbero vincolare la realizzazione dei collegamenti all'effettivo *phase out del* carbone in Sardegna, condizione che giustifica in gran parte l'intervento, come appare confrontando gli IUS degli scenari BAU con quelli degli scenari PNIEC/DEC.

Riguardo le tempistiche di entrata in esercizio del collegamento descritte da Terna durante il Webinar, che prevedono una realizzazione per fasi successive delle singole tratte tra il 2025 e il 2028, si basano sull'ipotesi di un *fast track* autorizzativo. Dato che l'importanza del progetto è fortemente collegata alle tempistiche di realizzazione e di entrata in esercizio, riteniamo utile fornire una timeline per il completamento delle opere nel caso in cui i tempi del processo di autorizzazione fossero quelli normalmente attesi, in base alla normativa vigente. Anche per questo motivo, ribadiamo l'importanza di allineare l'analisi costi-benefici, anche come *sensitivity*, nel caso di completamento del doppio bi-terminale in assenza di un percorso preferenziale dell'iter autorizzativo.

Auspichiamo inoltre che il set informativo sull'intervento sia ulteriormente ampliato nella prossima versione di PdS (ad esempio integrando, come anticipato nella risposta allo spunto S4, un'analisi sulle potenziali ricadute del Tyrrhenian Link sullo sviluppo di infrastrutture gas in Sardegna), integrando anche le risultanze delle analisi condotte da RSE. Per l'inclusione dell'opera come intervento da realizzare e non in valutazione, riteniamo necessario attendere gli esiti del suddetto studio da parte di RSE.

La seconda riguarda alcune perplessità emerse esaminando le differenze nell'ACS 2020 rispetto a quella 2019: Terna indica come elementi di novità la risoluzione dell'essenzialità e i vincoli tecnici di esercizio del SAPEI e del SACOI3: trattandosi di elementi noti già negli anni precedenti, non comprendiamo perché siano stati trascurati, o poco dettagliati, nelle ACB precedenti.

Infine, relativamente allo scenario di riferimento, evidenziamo come non è chiaro se il quadro regolatorio considerato ai fini dell'analisi costi-benefici includa il Mercato della Capacità: tale strumento di mercato si affianca infatti nell'assetto attuale ai mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento, consentendo sia di perseguire l'obiettivo di adeguatezza delle risorse sia di mitigare gli *spike* di prezzo in seguito ad eventi di scarsità, in particolare nel MSD. Il Capacity Market costituisce ormai un elemento concreto nel contesto

regolatorio e, come evidenziato nel Piano, rappresenta uno dei fattori abilitanti per la transizione energetica nei prossimi anni: si ritiene opportuno pertanto adeguare i modelli utilizzati nelle valutazioni al fine di una corretta quantificazione dei benefici aggiuntivi apportati dagli interventi di rete, evitando di sovrastimarne gli effetti.

*Spunto S12. Osservazioni sul progetto di realizzazione del **secondo polo dell'interconnessione HVDC Italia - Montenegro**, codice 401, (rapporto di avanzamento, volume "avanzamento Centro-Sud", pagine 47-48), che l'Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha posto "in valutazione", cioè senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale.*

Analogamente a quanto affermato per l'interconnessione Italia-Tunisia, riteniamo importante che questo intervento sia realizzato in subordine a quelli previsti sul suolo a livello nazionale, al fine di non acuire il problema delle congestioni sulla RTN.

*Spunto S13. Osservazioni sui tre 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 intervento e nella sintesi tabellare** che accompagna il Piano di sviluppo.*

Non si hanno particolari osservazioni a riguardo.

*Spunto S14. Osservazioni riguardanti i progetti **c.d. merchant lines** (sezione 4.2.3.2.2.3 del Piano di sviluppo, pagine 235-236) e le relative informazioni messe a disposizione ai fini della consultazione.*

Non si hanno particolari osservazioni a riguardo.

Eventuali ulteriori osservazioni

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