

Parte I

Controdeduzioni Terna ai quesiti sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2019 pervenuti a Terna al 14 Giugno 2019

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*”.

MODALITÀ DI PREDISPOSIZIONE DEL PIANO DI SVILUPPO

ANIE:

Si ribadisce la preferenza della cadenza biennale di redazione e consultazione del Piano di Sviluppo con un aggiornamento annuale sullo sviluppo dell’infrastruttura

ENERGIA LIBERA:

Si accoglie con favore l’ipotesi prospettata da Terna di biennializzare la consultazione del Piano di Sviluppo decennale purché ogni anno vengano comunque presentate le relazioni relative agli stati di avanzamento rispetto ai piani degli anni precedenti

EP PRODUZIONE:

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.

EDISON:

Si esprime parere favorevole rispetto alla proposta di biennializzare la redazione dei futuri Piani di Sviluppo, che risulta in linea con quanto

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

previsto dal Clean Energy Package, purché ogni anno vengano comunque pubblicate le relazioni relative agli stati di avanzamento rispetto ai piani degli anni precedenti.

Riscontro Terna:

Premesso che la tempistica per l'invio del PdS è disciplinata dal D.M. del 20 Aprile 2005 così come aggiornato dal D.M. del 15 Dicembre 2010, la cadenza biennale per l'elaborazione e consultazione del PdS ne consentirebbe l'allineamento con la frequenza di revisione – anch'essa biennale – del piano di sviluppo della rete europeo (TYNDP) e degli scenari di riferimento europei. Il maggior tempo disponibile per la preparazione del PdS sarebbe inoltre più in linea con le complessità introdotte dalla recente regolazione nel processo di analisi, redazione e condivisione del PdS.

Eventuali esigenze di sviluppo urgenti atte a risolvere criticità di rete che dovessero emergere poco dopo la presentazione di un PdS potrebbero essere gestite – ove adeguatamente motivato – con un processo ad-hoc che potrebbe prevedere un documento integrativo all'ultimo PdS presentato.

MODALITÀ DI CONSULTAZIONE DEL PIANO

ANIE:

In relazione alle modalità di consultazione, considerata la mole dei documenti da esaminare, si rileva che le tempistiche fissate da ARERA per inoltrare i quesiti a Terna sono estremamente limitate (Il comunicato di ARERA della messa in consultazione è del 30 maggio e la scadenza per presentare i quesiti a Terna è il 14 giugno). Proponiamo un tempo minimo di 30 giorni solari.

ENI:

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.

EP PRODUZIONE:

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.

EDISON

Si esprime un generale apprezzamento per le modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo, che Terna sta progressivamente affinando su

disposizione dell’Autorità, ai fini di una maggiore trasparenza verso gli stakeholders sul funzionamento e sviluppo delle infrastrutture di trasmissione della Rete Elettrica Nazionale. Data l’ingente quantità di documenti che compongono il Piano e su cui verte la consultazione, un periodo di consultazione di almeno 45 giorni sarebbe preferibile.

Riscontro Terna:

Le modalità e tempistiche di consultazione sono stabilite da ARERA.

Data l’ingente quantità delle osservazioni ricevute dai soggetti partecipanti la consultazione pubblica, Terna propone di fissare in 45 giorni il termine per l’invio delle proprie valutazioni, in luogo dei 30 giorni fissato all’articolo 4 lettera c) della delibera 627/16.

FUTURO COORDINAMENTO CON I PIANI DI SVILUPPO DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE

ANIE

Per quanto riguarda le reti di distribuzione, come più volte consultato anche in precedenza, è necessario avviare modalità di pianificazione condivise, basate su analisi costi benefici, a cominciare dai DSO di maggiori dimensioni (usando come criterio il numero di clienti serviti come suggerito al comma 4, il numero di sezioni AT/MT, etc. Particolare attenzione va rivolta ai DSO cosiddetti “sottesi” il cui sviluppo rete va coordinato con il rispettivo DSO di riferimento). È anche condivisibile l’attenzione richiesta verso la connessione della generazione distribuita, in particolare da fonti rinnovabili (a cui i piani di sviluppo dei DSO potrebbero riservare sezioni dedicate, analogamente al PdS di Terna), verso le stazioni di ricarica per la mobilità elettrica e la cadenza biennale suggerita. Di particolare interesse, anche per il PdS di Terna, risulterebbe l’approfondimento su soluzioni alternative a quelle classiche per lo sviluppo della rete, quali sistemi di accumulo, demand response, soprattutto pensando all’evoluzione degli schemi di remunerazione verso l’approccio Totex.

ENEL:

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.

EP Produzione

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.

Riscontro Terna:

L’osservazione è condivisibile e si fa presente che Terna attua costantemente un continuo coordinamento con i vari DSO, in accordo con quanto sancito dall’Art. 18, comma 3 del Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011, al fine di poter verificare e definire uno sviluppo sinergico tra i rispettivi Piani di Sviluppo. Ciò consente di poter sfruttare al meglio le infrastrutture presenti sul territorio, anche in ottica di minore

occupazione territoriale da parte delle infrastrutture, nonché in termini di minori costi di Sistema.

Per quanto riguarda l'approfondimento delle soluzioni alternative rispetto a quelle classiche si fa presente che relativamente ai sistemi di accumulo elettrochimico è presente una sezione dedicata nel PdS 2019 (cfr. paragrafo 1.8.1.1.1 – pag.60) che riporta l'esperienza di Terna maturata negli ultimi anni nei progetti pilota energy intensive. In merito agli accumuli mediante impianti di pompaggio idroelettrico si rimanda al paragrafo 4.4.2 del PdS 2019 in cui si rappresentano gli impianti ad oggi esistenti e gli ulteriori possibili sviluppi in ottica futura. In merito al demand response e alle altre soluzioni innovative Terna ha dedicato uno specifico paragrafo del PdS 2019 (cfr. 1.8), in cui si evidenzia che Terna è presente nel progetto OSMOSE nel quale è prevista una sperimentazione di live test che permetterà di avere ulteriori dati a supporto.

ALTRO DI CARATTERE GENERALE

ENEL:

Dal punto di vista generale, prima di esporre i nostri commenti al Piano di Sviluppo, riteniamo opportuno sottolineare la difficoltà nel fornire osservazioni puntuali, in assenza di una dettagliata descrizione dell'assetto di generazione previsto: l'efficacia delle singole opere, infatti, potrebbe essere inficiata da uno sviluppo di rinnovabili, accumuli e generazione concentrata diversi da quelli ipotizzati nelle simulazioni alla base del Piano; sarebbe quindi opportuno avere maggiori dettagli in merito a tali elementi. Inoltre, a nostro avviso sarebbe necessario 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. Infine, riteniamo opportuno suggerire che vengano analizzati gli effetti degli interventi pianificati sulla rete italiana (caratterizzata a tendere da un assetto peculiare in termini di potenza installata di compensatori sincroni, di rinnovabili e di accumuli) sulla rete interconnessa europea.

ENEL:

Riscontro Terna:

Terna al fine di perseguire la completezza e trasparenza delle informazioni contenute nel Piano di Sviluppo della Rete, è impegnata in un sempre maggior coinvolgimento degli stakeholders in tutte le fasi di elaborazione del Piano di Sviluppo. In relazione agli Scenari alla base del Piano di Sviluppo 2019, a parte l'introduzione dello scenario nazionale PNEC, si confermano gli stessi scenari europei adottati nel Piano di Sviluppo 2018 e in linea con quanto previsto dalla deliberazione 627/2016/R/EEL e s.m.i.. Gli scenari sono coerenti con quelli condivisi in ambito europeo ed utilizzati per il Ten Year Development Plan 2018.

A conferma di una sempre più attenta attività di coordinamento sugli scenari, ENTSO-E ed ENTSO-G hanno avviato a partire dal 2016 un'attività di pianificazione coordinata al fine di massimizzare la coerenza tra le previsioni. Per la prima volta è stata sviluppata una collaborazione con l'intento di definire un set coerente e condiviso di scenari energetici, combinando e modellizzando gli input ricevuti da TSO, stakeholders, ONG e Autorità di Regolazione Nazionali.

Nel corso di tale processo si sono tenuti tra il 2016 ed il 2017 quattro incontri con gli stakeholders (Workshops e webinar), in esito ai quali è stato pubblicato il "TYNDP 2018 Scenario Report", quale riferimento sia per il piano di sviluppo europeo sia per quello nazionale.

Infine:

- in linea con quanto previsto dalle deliberazioni 654/17/R/EEL e 689/17/gas, Terna e Snam Rete Gas hanno definito un programma di lavoro per il coordinamento dello sviluppo degli scenari condivisi sia in ambito Italia che europeo, come rappresentato nel corso del seminario dello scorso 25 luglio, in coerenza con il programma definito da ENTSO-E ed ENTSO-G per la definizione degli scenari funzionali al prossimo TYNDP2020. Il risultato del lavoro congiunto Snam-Terna sarà un documento scenari condiviso coordinato da pubblicare entro il 30 settembre 2019 (come da delibere 627/16/eel e 468/18/gas);
- L'8 Gennaio 2019 il Ministero dello Sviluppo Economico ha inviato alla Commissione Europea la Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima, come previsto dal Regolamento per la Governance dell'Unione dell'Energia e dell'azione per il clima (n.2018/1999). Il documento sarà sottoposto a consultazione pubblica e a Valutazione Ambientale Strategica (VAS) e nel corso del 2019 verrà elaborata la versione definitiva tenendo conto dei risultati delle consultazioni svolte dall'Italia, della VAS e delle osservazioni pervenute dalla Commissione Europea. Avendo il Piano di Sviluppo 2019 recepito le indicazioni del PNIEC, è stata dedicata un'ampia fase di consultazione per permettere agli operatori di avanzare richieste di chiarimento e osservazioni.

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.

ANALISI COSTI BENEFICI

ENI:

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

ENEL:

Si ritiene 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, si ritiene necessaria una maggiore condivisione dei razionali che determinano i riferimenti di prezzo PUN e prezzi zonali (tabella 7 di pag. 80 del documento metodologico) utilizzati per la valorizzazione di molti dei benefici analizzati: perdite di rete, integrazione FER, ecc. Per esempio sarebbe necessario disporre di un allegato con le principali ipotesi di ogni scenario (ST, DG e PNEC) relativamente a: ripartizione zonale delle rinnovabili, assunzioni sul phase-out termoelettrico con dettaglio zonale, ripartizione dell'import sulle varie frontiere, rendimento medio del parco termoelettrico, ecc..

Riscontro Terna:

Così come riportato nel capitolo 6 del PdS par. 6.2, tali valori derivano dalle analisi di mercato degli scenari previsionali consentendo di ottenere una stima su base oraria e zonale dei volumi di energia scambiate, dei prezzi e delle congestioni.

NUOVI INDICATORI SOCIO-AMBIENTALI

ENEL:

Per quanto riguarda invece la proposta metodologica dei due nuovi indicatori, si ritiene che il criterio proposto sia alquanto soggettivo: per esempio la definizione della matrice/progetto anticipo, definita a partire da esperienze pregresse consuntivate dal TSO.

Riscontro Terna:

Relativamente al beneficio B20, la citata matrice f progetto/anticipo è stata costruita per valutare la correlazione tra tipologia di progetto (es. % in aereo non tradizionale, % in cavo interrato AC, % in cavo interrato DC, etc.) e durata degli iter autorizzativi per determinare l'anticipo temporale,

ovvero gli Anni Anticipo Completamento (AAC) derivanti dall'utilizzo di soluzioni migliorative rispetto a quelle tradizionali/standard (cfr. pag 93 del documento metodologico allegato al PdS 2019 primo capoverso).

L'analisi dei dati storici di durata degli iter autorizzativi per linee e stazioni è stata effettuata con i seguenti criteri:

- è stato selezionato un campione di procedimenti autorizzativi di progetti con quadro normativo simile².
- sono state analizzate un totale di 65 procedure autorizzative;
- sono state identificate le fasi principali del procedimento:
 - 1) fra presentazione istanza ed avvio procedimento MiSE
 - 2) fra avvio procedimento MiSE e presentazione VIA (se applicabile)
 - 3) fra avvio VIA e decreto VIA (se applicabile)
 - 4) fra Decreto VIA e CDS conclusiva
 - 5) fra CDS conclusiva ed intesa
 - 6) fra Intesa e Decreto MiSE
- si è calcolata la media delle durate di ciascuna fase, se completata o con completamento nel mese in corso al momento dell'analisi;

Si è verificato che la durata degli iter autorizzativi di alcune tipologie di progetto (es. cavi interrati) è mediamente più ridotta di quelli di altre tipologie (es. linee aeree). Tale minor durata consente di realizzare in anticipo il beneficio elettrico e ciò a sua volta può consentire di controbilanciare gli eventuali maggiori costi di tali soluzioni.

Per quanto riguarda il **beneficio B21 (o VA_{PR})** l'analisi si articola in più fasi. In primis si deve eseguire la *"Mappatura del valore del territorio ante-intervento"*. Tale fase consente di quantificare ogni mq di superficie con un valore economico in €, rispetto al quale riferire tutte le successive analisi. Ciò consente di predisporre un database cartografico che rappresenti il valore economico "nudo" dei terreni, definito Valore Economico Nominale VEN_{ANTE}, elaborato utilizzando i dati di uso del suolo (aree agricole, aree boscate e aree edificate). La quantificazione del valore territorio ante- intervento tiene conto anche dei coefficienti moltiplicativi delle specificità territoriali.

Le fasi successive sono applicabili solo e soltanto se è possibile definire un progetto "migliorativo" rispetto alla soluzione standard.

La soluzione standard è la soluzione tecnicamente fattibile che rispetta tutti i requisiti di legge e i criteri di progettazione, garantendo il minor costo di investimento.

La soluzione migliorativa è la soluzione, senza impatto significativo sui benefici elettrici e sull'esigenza elettrica e tecnicamente fattibile, che consente una maggiore sostenibilità territoriale, tipicamente con investimenti superiori.

² Per evitare di trattare procedimenti troppo più datati la cui tempistica autorizzativa fosse dipendente da un quadro normativo differente rispetto a quello analizzato (es. nel caso di procedimenti con procedure regionali, procedure semplificate e interventi minori).

In tabella si riporta un esempio delle modalità di calcolo precisando che i valori riportati sono puramente indicativi ed il tool utilizzato esegue tuttavia delle analisi più articolate.

L'esempio si riferisce al confronto tra due soluzioni:

- la soluzione standard prevede la realizzazione di 1 km di elettrodotto 132 kV aereo;
- la soluzione migliorativa prevede una razionalizzazione con la realizzazione di 1 km di elettrodotto 132 kV aereo e la demolizione di 2 km di elettrodotto 132 kV aereo.

ES. SOLUZIONE STANDARD		ES. SOLUZIONE MIGLIORATIVA	
Valore Territorio ante-intervento		Valore Territorio ante-intervento	
VENante [€/mq]	1	VENante [€/mq]	1
Specificità territoriali [pu]	1	Specificità territoriali [pu]	1
VTante [€/mq]	1	VTante [€/mq]	1
Valore Territorio ante-intervento		Valore Territorio ante-intervento	
Fascia 0 [€/mq]	40.000	Fascia 0 [€/mq]	40.000
Fascia 1 [€/mq]	35.000	Fascia 1 [€/mq]	35.000
Fascia 2 [€/mq]	135.000	Fascia 2 [€/mq]	135.000
Fascia 3 [€/mq]	385.000	Fascia 3 [€/mq]	385.000
Infrastruttura		Infrastruttura	
Lunghezza [m]	1000	Lunghezza [m]	1000
Tensione [kV]	150	Tensione [kV]	150
Struttura	singola tema	Struttura	singola tema
Tipologia	aereo	Tipologia	aereo
H media sostegno [m]	25	H media sostegno [m]	25
Parametri Visibilità		Parametri Visibilità	
Fascia 0 [m]	40	Fascia 0 [m]	40
Fascia 1 3xH [m]	75	Fascia 1 3xH [m]	75
Fascia 2 10xH [m]	250	Fascia 2 10xH [m]	250
Fascia 3 30xH [m]	750	Fascia 3 30xH [m]	750
Parametri Variazione Valore		Parametri Variazione Valore	
Fascia 0 [pu]	0,30	Fascia 0 [pu]	0,30
Fascia 1 [pu]	0,15	Fascia 1 [pu]	0,15
Fascia 2 [pu]	0,07	Fascia 2 [pu]	0,07
Fascia 3 [pu]	0,03	Fascia 3 [pu]	0,03
Valore Territorio post-intervento		Valore Territorio post-intervento	
Fascia 0 [€/mq]	28.000	Fascia 0 [€/mq]	28.000
Fascia 1 [€/mq]	29.750	Fascia 1 [€/mq]	29.750
Fascia 2 [€/mq]	125.550	Fascia 2 [€/mq]	125.550
Fascia 3 [€/mq]	373.450	Fascia 3 [€/mq]	373.450
Δstd=VTpost,standard - VTante		Δmigl=VTpost,migl - VTante	
Fascia 0 [€/mq]	-12.000	Fascia 0 [€/mq]	6.000
Fascia 1 [€/mq]	-5.250	Fascia 1 [€/mq]	3.750
Fascia 2 [€/mq]	-9.450	Fascia 2 [€/mq]	5.950
Fascia 3 [€/mq]	-11.550	Fascia 3 [€/mq]	7.050
	-38.250		22.750
		Visual Amenity PR [€]	
		61.000	

ANIE

- Il nuovo indicatore socio-ambientale B20 “Anticipo Fruizione Benefici”, ancorché interessante perché cerca di quantificare i benefici conseguibili da una contrazione dei periodi di concertazione e autorizzazione, merita ulteriori approfondimenti. Ad esempio, tra le soluzioni di maggior accettabilità ambientale ve ne sono alcune che appaiono effettivamente valutabili come alternative di maggiore accettabilità con costi comparabili, mentre altre (ad esempio la scelta tra soluzioni isolate in aria o AIS e in gas o GIS o la scelta tra collegamento in corrente continua o alternata) per le quali i criteri di valutazione tecnico economica prevalgono sul resto. In altri termini, la scelta di gran parte delle soluzioni più facilmente autorizzabili viene intrapresa per motivazioni tecniche e la maggiore accettabilità è una conseguenza quasi automatica. Per quanto riguarda l'esempio della SE 380 KV di Volpago si richiedono maggiori dettagli: in particolare si richiede di descrivere brevemente l'evoluzione della concertazione e autorizzazione (intervento inserito per la prima volta nel PdS 2006). Sarebbe poi utile verificare quanto eventualmente già disponibile in ambito ENTSOE

Riscontro Terna:

Terna pianifica i propri interventi di sviluppo temperando le esigenze elettriche, la sostenibilità (sociale ed ambientale) e l'economicità ed efficienza degli interventi.

In quest'ottica, la nuova proposta di beneficio B20 tenta di valorizzare il beneficio per il sistema elettrico, derivante dall'entrata in esercizio accelerata di alcuni progetti grazie al ricorso a soluzioni progettuali migliorative³ – in termini di accettabilità sociale – rispetto a quelle standard.

È utile rappresentare che, a volte, la soluzione standard può essere osteggiata dal territorio, portando a tempi autorizzativi lunghi o addirittura all'impossibilità di ottenere l'autorizzazione, con conseguente considerevole perdita per il sistema elettrico (in termini di beneficio); di conseguenza la soluzione migliorativa diventa l'unica perseguibile per soddisfare entrambe le esigenze (elettriche e territoriali) e quindi realmente realizzabile.

Relativamente all'intervento stazione 380 kV Volpago, la scheda intervento a pagina 161 del volume 1 di avanzamento piani precedenti del PdS 2019 riporta, in esito agli incontri che si sono svolti nel 2017 e nel 2018 con il territorio, l'esigenza di individuare una migliore soluzione localizzativa degli impianti. Inoltre, a gennaio 2019 è stato stipulato un protocollo d'intesa con la Regione Veneto per migliorare ulteriormente il processo di condivisione delle opere di sviluppo rete sul territorio regionale.

Con riferimento all'ambito ENTSO-E, si fa presente che la valutazione del beneficio “anticipo fruizione benefici” non è ad oggi quantificata.

ANIE

- Anche per quanto riguarda l'indicatore B21 “Visual Amenity Preservata/Restituata” è necessaria una riflessione, in quanto già si dovrebbero perseguire soluzioni in grado di minimizzare l'impatto visivo (da cui deriverebbe una migliore accettabilità dell'opera con conseguenti minori tempi di autorizzazione che si vorrebbero stimare con il beneficio B20). Nell'applicazione Riccione – Rimini di fatto non esiste soluzione standard, mentre per l'applicazione della linea 380 kV Udine Ovest – Redipuglia si richiede una migliore illustrazione.

³ Tipicamente la soluzione migliorativa comporta investimenti superiori rispetto ad una soluzione tradizionale/standard, pur mantenendo inalterato il beneficio elettrico conseguente.

Riscontro Terna:

Si conferma che tra i driver che guidano la pianificazione di Terna è presente anche l'attenzione a soluzioni che migliorano la sostenibilità ambientale e sociale delle opere. L'obiettivo che si pone l'indicatore è quello di valorizzare il minore impatto sul territorio derivante dal ricorso ad una soluzione migliorativa. In assenza di indicatore peraltro il potenziale impegno economico non sarebbe controbilanciato dal beneficio che, al contrario, la soluzione migliorativa offre in termini ambientali e sociali.

Per il progetto Anello Riccione – Rimini non è individuabile (di fatto) una soluzione standard.

Il progetto “Elettrodotto 380 kV Udine Ovest – Redipuglia” nasce dall'esigenza di realizzare un nuovo collegamento 380 kV (soluzione standard), tecnicamente fattibile, senza il ricorso a razionalizzazioni nell'area; il progetto individuato in esito alla concertazione ha consentito di individuare una razionalizzazione di rete che, mantenendo inalterato il beneficio elettrico, migliora la sostenibilità ambientale dell'intero progetto. L'indicatore B21 indicato nel PdS 2019, sperimentato sul progetto, valorizza la migliore sostenibilità ambientale dello stesso.

RESILIENZA

ANIE

Circa il paragrafo sulla resilienza si premette come considerazione di carattere generale la necessità di un'analisi approfondita del perimetro RTN esistente, anche attraverso campagne di collaudo in campo, con l'obiettivo di determinarne l'integrità meccanica in funzione alla vetustà, parametro fondamentale, oltre che per la resilienza, anche per la sicurezza. Si segnalano i seguenti aspetti:

- I riferimenti bibliografici non sono in ordine progressivo
- La metodologia per il calcolo dell'indicatore sulla resilienza è stata aggiornata secondo l'orientamento ragionevole e corretto di contestualizzare i parametri calcolati in ambito normativo rispetto alle caratteristiche topologiche di tracciato della linea, alle caratteristiche meccaniche dei vari componenti delle linee e agli schemi di connessione delle cabine primarie. Nel testo si parla di cabine primarie: si ipotizza che si possano intendere anche eventuali utenti connessi alle reti AT. Inoltre, ci si è concentrati sul fattore di rischio “manicotto di ghiaccio”. Ci si chiede se e come sia opportuno considerare altri fattori di rischio, quali ad esempio la forte ventosità o le bombe d'acqua (visto anche quanto affermato proprio nella premessa circa il maltempo dell'ottobre 2018, dove gli agenti atmosferici estremi sono altri rispetto al manicotto di ghiaccio. Più in generale il quadro delineato al paragrafo 1.5.3.3 del Pds va molto oltre il manicotto di ghiaccio). Occorre poi valutare i risultati di questa analisi e le variazioni introdotte con la metodologia aggiornata. Tra gli interventi incrementali rispetto a quelli tradizionali vale la pena considerare ed esaminare l'utilizzo dei gruppi elettrogeni già installati presso gli utenti di rete, per mitigare le disalimentazioni conseguenti agli eventi meteorologici estremi.

Riscontro Terna:

Si prende atto dell'errore nella numerazione del riferimento bibliografico al paragrafo 1.5.3.3.

Ad oggi, la metodologia per la determinazione dell'indicatore resilienza sviluppata da Terna considera l'azione combinata delle precipitazioni nevose e del vento (wet-snow) in quanto causa della formazione dei manicotti di ghiaccio. Alla luce degli eventi severi occorsi negli ultimi anni, al fine di rendere il sistema più resiliente, Terna sta avviando studi per valutare gli impatti di altri fattori di rischio quali vento, alluvioni e

inquinamento salino, come mostrato nelle mappe dei fenomeni climatici riportate nel PdS 2019. I risultati di un'analisi condotta in tale direzione ci permetteranno di affinare ed ampliare maggiormente l'attuale metodologia, con lo scopo di catturare gli effetti e gli impatti del cambiamento climatico in atto.

Ai fini della sicurezza e della gestione dell'emergenza, Terna in condizioni di criticità prevede già l'utilizzo di dispositivi per l'alimentazione di emergenza (gruppi elettrogeni).

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).

ANIE:

- Si rileva che fino al paragrafo 2.6 i contenuti sono la ripetizione del piano precedente: si richiede di sintetizzare i contenuti ed evidenziare, prevalentemente in forma tabellare, le criticità strutturali, le variazioni rispetto all'anno precedente e le nuove criticità.

Riscontro Terna:

Il capitolo 2 del Piano di Sviluppo della RTN 2019, descrivendo e sintetizzando lo stato della rete, è incentrato sull'analisi dei dati di input propedeutici alle decisioni strategiche alla base della stesura del Piano di Sviluppo stesso.

La struttura del capitolo è perciò simile a quella dell'anno precedente, ciò che cambiano sono i dati di input delle tabelle e dei grafici. In particolare, i dati che vengono aggiornati annualmente e che sono alla base del capitolo in questione sono di seguito riportati:

- il Bilancio Energetico Nazionale;
- la distribuzione territoriale delle criticità in N-1;
- la Continuità e la Qualità del Servizio di Trasmissione;
- l'evoluzione della produzione FER installata, con relative criticità.

In ogni annualità del Piano di Sviluppo tali dati vengono aggiornati e confrontati con gli anni precedenti: l'andamento anno per anno dei vari parametri fornisce indicazioni fondamentali.

ENEL:

Relativamente al tema della Mancata Produzione Eolica e in particolare sulle cause che la determinano (figura 69), bisognerebbe approfondire qual è il rationale che porta ad un valore così sostenuto di MPE per "congestioni tra zone e bilanciamento di sistema" visto che, già a seguito della programmazione MSD ex-ante, il sistema dovrebbe risultare privo di congestioni e bilanciato. In virtù di ciò infatti, eventuali cause di sbilanciamento o congestioni, sarebbero dovute al solo errore di previsione della produzione FER vs previsioni del TSO. Si chiede conferma della correttezza di tale interpretazione.

ANIE: per quanto riguarda la MPE (sezione 2.6.3), manca a nostro avviso una spiegazione delle motivazioni/cause che hanno portato ad un re-

incremento della MPE nel periodo 2015 – 2017.

EDISON:

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.

Riscontro Terna:

Le cause dell'aumento della MPE triennio 2015-2017 possono essere riconducibili ai seguenti fattori:

- 1) incremento dell'installato eolico (1 GW in più rispetto al 2014) con conseguente aumento dell'energia immessa in rete
- 2) aumento delle congestioni sulla rete ad altissima tensione dovuta alla difficoltà di evacuare la produzione eolica concentrata in determinate zone
- 3) interventi di manutenzione sulla rete

Occorre inoltre considerare che la previsione della generazione eolica e fotovoltaica può essere soggetta ad errori ed inoltre che l'esercizio in tempo reale può essere affetto da altri eventi non prevedibili.

ANIE

- Al paragrafo 2.8 si ritengono apprezzabili gli approfondimenti su alcuni elementi di novità (es. manicotto di ghiaccio su appennino tosco-emiliano e phase out del carbone in Sardegna). Servirebbe a nostro avviso anche su questo punto una maggiore sintesi e descrizione "dinamica", anche ricorrendo a forme tabellari

Riscontro Terna:

Si valuterà nelle prossime edizioni del PdS un'eventuale semplificazione del paragrafo.

ANIE

- Per quanto riguarda la rendita di congestione (figura 85) si richiede di aggiungere, se possibile, il limite medio mensile di transito sulle sezioni nei vari anni

Riscontro Terna:

Si fa presente che il dato richiesto è stato integrato nel "report qualità e altri output del servizio di trasmissione" disponibile sul sito di Terna all'interno della sezione <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/qualit%C3%A0delservizioditrasmissione.aspx> a partire dall'edizione 2017, ai sensi di quanto disposto dall'articolo 42.2 della "REGOLAZIONE OUTPUT-BASED DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER IL

*PERIODO DI REGOLAZIONE 2016- 2023*⁴. Il dato riferito all'anno 2017 è pubblicato nel "rapporto qualità e altri output del servizio di trasmissione, edizione 2017"⁵, al paragrafo 11.4. Il dato a consuntivo per l'anno 2018 sarà disponibile una volta pubblicato il report annuale.

ANIE

- In merito alla figura 88 si richiede, se possibile, di dettagliare ulteriormente la voce "vincoli a rete integra", ad esempio in risoluzione delle congestioni, vincoli di tensione, etc.

Riscontro Terna:

Si intende precisare che la figura ed i relativi dati possono non risultare esaustivi in quanto l'avviamento di una UP può contribuire anche a più servizi di rete contemporaneamente e la classificazione avviene sulla base del servizio principale richiesto. Una diversa sotto-articolazione evidenzerebbe differenze tra gli anni non riconducibili al mutamento dell'esigenza dei servizi. I Vincoli a Rete Integra identificano le necessità di garantire la presenza in servizio di un determinato numero di unità di produzione (o di una minima immissione di potenza attiva) al fine di assicurare il rispetto dei criteri di qualità e sicurezza per l'esercizio del Sistema Elettrico Nazionale.

Le motivazioni tecniche a cui sono riconducibili gli avviamenti effettuati nella fase di programmazione del Mercato per il Servizio di Dispacciamento sono:

- l'approvvigionamento dei margini di riserva a salire aggiuntivi rispetto a quanto già offerto sul MGP;
- la presenza di indisponibilità di elementi di rete appartenenti alla Rete di Trasmissione Nazionale;
- la risoluzione di congestioni a programma;
- il mantenimento di adeguati profili di tensione sulla Rete di Trasmissione Nazionale.

ANIE:

- Al paragrafo 2.10 "Impianti essenziali" si richiede di completare l'elenco degli impianti essenziali secondo tutte le tipologie di essenzialità oggi regolate. Si richiede altresì di poter pubblicare la serie storica quinquennale.

Riscontro Terna:

L'elenco degli impianti essenziali pubblicato non è esaustivo di tutti gli impianti identificati come essenziali da Terna ai sensi dall'art.65bis.1 del testo integrato della delibera 111/06: *"nessuno degli impianti di produzione viene inserito nell'elenco degli impianti essenziali [...]"*.

La serie storica quinquennale degli impianti essenziali è consultabile attraverso i documenti annualmente predisposti sull'argomento (paragrafo impianti essenziali dei PdS ed allegato nell'allegato A27 del Codice di rete).

ANIE:

- In linea generale servirebbe a nostro avviso un quadro di sintesi più dettagliato con le evidenze dei vari settori, sintetizzando la conseguente parte descrittiva

Riscontro Terna:

⁴ [Allegato A alla delibera 653/15/R/eel come s.m.i.](#)

⁵ <http://download.terna.it/terna/0000/1084/57.PDF>

Si coglie lo spunto riguardo la semplificazione dei contenuti del Piano. Si valuterà nelle successive edizioni una modalità di rappresentazione appropriata.

ENEL:

Il piano di sviluppo risulta ancora purtroppo carente rispetto ad una descrizione dell'adeguatezza del sistema elettrico italiano: sarebbe opportuno dunque disporre di un paragrafo dedicato alla descrizione di dettaglio di come il sistema elettrico abbia soddisfatto il proprio fabbisogno di potenza alla punta estiva e invernale degli ultimi due o tre anni – o nei periodi più critici per adeguatezza qualora questi fossero diversi dai periodi di punta di fabbisogno.

Si apprezza il focus dedicato alle attivazioni sul MSD ex-ante con la distinzione tra rete integra, riserva e altri servizi. Si chiede tuttavia di aumentare il dettaglio, magari distinguendo meglio i servizi di rete (per esempio: regolazione tensione, risoluzione congestioni, adeguatezza, ecc.).

In merito allo stato della rete, visto che il TSO giustamente riserva molta attenzione al tema della resilienza e in generale all'impegno continuo per la riduzione dell'energia non fornita, sarebbe opportuno che il Piano contenga una sezione dedicata alla descrizione delle singole cabine primarie connesse in antenna, indipendentemente dal fatto che vi siano interventi di risoluzione pianificati o meno.

A proposito di Energia Non Fornita (ENF) inoltre, sarebbe opportuno che nel paragrafo relativo alla continuità del servizio, venga rappresentato l'andamento dell'ENF in valore assoluto e non in termini relativi, magari con il dettaglio degli ultimi 5 anni.

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.

Riscontro Terna:

Le analisi di dettaglio sull'adeguatezza del sistema elettrico sono riportate nel documento "Rapporto Adeguatezza Italia 2019" pertanto il Piano di Sviluppo focalizza l'impatto degli interventi di sviluppo sugli indici di adeguatezza osservandone la variazione. Tali valori non possono essere paragonati ai valori di consuntivo in quanto le analisi esprimono il concetto di rischio di disalimentazione su eventi probabili che possono verificarsi.

Ai fini delle valutazioni del PdS si ritiene adeguato il dettaglio riportato in merito alle attivazioni sul MSD ex-ante.

Il Piano di Sviluppo ha l'obiettivo di evidenziare gli interventi strutturali che puntano a risolvere le situazioni rilevanti, definite in coordinamento con il distributore di riferimento.

Il riscontro alla richiesta di fornire un maggior dettaglio sui dati ENF e su risorse interrompibili, sarà oggetto di valutazione in fase di definizione del nuovo PdS. Si segnala a tal proposito che, sul sito istituzionale www.terna.it, sono già disponibili report periodici che riportano le informazioni di cui sopra.

ENI:

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.

Riscontro Terna:

Ai fini delle valutazioni del PdS si ritiene adeguato il dettaglio riportato in merito alle attivazioni sul MSD.

Si conferma che nel processo di pianificazione e sviluppo della RTN, Terna tiene conto dell'evoluzione del contesto di riferimento e pianifica interventi finalizzati anche al superamento del regime di essenzialità unitamente alla gestione del sistema elettrico in presenza di alta penetrazione RES.

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).

SCENARI

EDISON: Il PdS riporta a pag. 119 un valore di import pari a **28 TWh nel 2030**, ai sensi dello scenario PNEC.

Tuttavia, al par. 6.2 del PdS viene specificato che il saldo non è un risultato di una simulazione bensì un valore di input fissato a priori.

Pertanto, si chiedono delucidazioni sulle ipotesi sottostanti al dato fornito.

Riscontro Terna:

Il livello di import specificato a pag. 119 è deducibile dalle indicazioni del PNEC. Tale valore è stato stimato sulla base della domanda prevista e sul target di penetrazione delle RES a livello nazionale e conseguente livello di dipendenza dall’estero.

EDISON: Per quanto riguarda le previsioni di import dal Montenegro, riportate al par. 6.2 e al 6.3 del PdS e tenendo conto della CBA presentata a pag. 283 del documento di avanzamento dei piani di sviluppo precedenti, si ipotizza un **import pari a 7,8 TWh**.

Si richiedono chiarimenti riguardo le ipotesi sottostanti, in considerazione del fatto il Montenegro non sembra avere progetti di sviluppo tali da giustificare, anche nel futuro, i valori di import riportati.

Riscontro Terna:

Gli scambi di energia, in esito alle analisi di mercato, si basano su modelli forniti da ciascun TSO in ambito ENTSO-E per il perimetro di propria competenza. Nel caso in specie si fa riferimento a dati forniti da CGES in ambito ENTSO-E, relativamente al TYNDP2018.

EDISON: Il PdS non contiene ipotesi di dettaglio relative all’evoluzione della capacità termoelettrica a gas. Ad esempio, non viene evidenziata la capacità che verrà dismessa nei prossimi anni.

Si chiedono dettagli sui dati utilizzati.

Riscontro Terna:

L’evoluzione della capacità installata è funzione dei driver definiti per ogni scenario considerato. La figura 112 di pag. 119 rappresenta questa evoluzione, secondo lo scenario e la fonte energetica utilizzata. La variazione della capacità (capacità dovuta a dismissioni, nuove installazioni o replacement delle unità di generazioni esistenti), è funzione degli scenari considerati e può essere comunque ricavata dai dati presenti nella figura citata.

ANIE:

Gli scenari Sustainable Transition (ST) e Distributed Generation (DG) sono gli stessi già descritti nel PdS 2018 e sono condivisi in ambito ENTSOE: pertanto riteniamo opportuno limitarne la descrizione (fino al paragrafo 3.3. incluso)

Evidenze significative scenario PNEC:

- In relazione all'esigenza evidenziata di realizzare 6 GW di nuovi sistemi di accumulo centralizzato, anche di tipo elettrochimico, aggiuntivi agli accumuli distribuiti accoppiati agli impianti di generazione, si richiede di fornire per quanto possibile informazioni ulteriori, ad esempio sulle possibili localizzazioni di nuovi impianti di pompaggio

Riscontro Terna:

La nuova capacità di accumulo dovrà essere localizzata, come anche indicato nel PdS, principalmente nelle zone Sud e Centro Sud. Questo in considerazione del fatto che queste sono le aree caratterizzate da:

- elevata penetrazione di generazione da fonte rinnovabile non programmabile;
- congestioni di rete che soprattutto negli scenari futuri potranno implicare frequentemente una riduzione dell'immissione da parte degli impianti alimentati da fonte rinnovabile.

Gli impianti di pompaggio – che rispetto ad altri sistemi di accumulo sono dotati di una maggiore (più prolungata) capacità di stoccaggio dell'energia – potranno offrire un contributo per:

- la gestione dei periodi di generazione in eccesso, in cui la produzione rinnovabile eccede il fabbisogno e deve quindi essere accumulata per evitarne il taglio;
- la gestione delle rampe del cosiddetto carico residuo che saranno sempre più severe in ragione della forte penetrazione del fotovoltaico, in particolar modo nelle ore serali;
- la regolazione di frequenza e tensione a causa della minore presenza in servizio di impianti tradizionali;
- l'adeguatezza del sistema, nelle ore di minore disponibilità di risorse naturali e di maggior fabbisogno di energia;
- la mitigazione dell'impatto di eventi rilevanti che possono interessare il sistema elettrico;
- supportare la riaccensione del sistema, data la possibilità di prestare il servizio di black start, nonché l'alimentazione autonoma di porzioni di rete in isola di carico.

Si rimanda al paragrafo 4.4.2 del PdS 2019 in cui si rappresentano gli impianti ad oggi esistenti e gli ulteriori possibili futuri sviluppi

ANIE

- Specifici interventi per la Sardegna (conferma SEN): nuovo HVDC Sardegna – Sicilia – Continente, capacità di generazione a gas o di accumulo per 400 MW, installazione di nuovi compensatori nell'isola. Si richiedono maggiori dettagli sull'evoluzione del sistema elettrico della Sardegna in relazione al phase-out del carbone.

Riscontro Terna:

In considerazione della debolezza strutturale della rete Sarda, il ruolo del triterminale sarà prioritario per rinforzare la connessione dell'isola con il Continente, ben più robusto dal punto di vista elettrico. Tale esigenza è già attuale e diventerà a maggior ragione essenziale nel prossimo futuro, con il concretizzarsi degli obiettivi di decarbonizzazione previsti dallo scenario PNEC (incremento della capacità di produzione da fonti rinnovabili

non programmabili e decommissioning della capacità di generazione a carbone, rimpiazzata da generazione a gas o accumulo per una potenza di 400 MW).

Con riferimento all'installazione dei Compensatori Sincroni, si può fare riferimento al capitolo 4.3 del Piano di Sviluppo 2019 (rif. Tabella 145 pag. 147) dove vengono riportati gli interventi necessari alla sicurezza del sistema elettrico tra cui l'esigenza di installare compensazione sincrona nel nodo di Selargius per una capacità di 500 MVA.

ANIE

Capitolo 6.2:

- Si richiede di pubblicare le rendite di congestione tra le sezioni e sulle frontiere dei vari scenari ST, DG e PNEC e di aggiungere le ore di congestione attuali o la variazione percentuale delle ore di congestione e rendita di congestione rispetto alla situazione attuale. Come indicato a pag. 202, nonostante la capacità di transito su sezioni e frontiere aumenti, le ore di congestione rimangono significative sulle sezioni Sud – Centro Sud e Centro Sud – Centro Nord

Riscontro Terna:

A pag. 89 (figura 84) del Piano di Sviluppo si riportano le ore di congestione registrate negli ultimi tre anni sulle sezioni di mercato interne.

Nel capitolo 4.1 fig. 123 si riporta, invece, il confronto tra ore di congestione attuali e quelle previste negli scenari al 2030 ipotizzando la rete senza la realizzazione degli interventi di sviluppo individuati nel PdS. Questo consente di comprendere il reale valore delle opere previste nel piano di sviluppo.

- Si richiede di motivare in maniera più esaustiva l'aver considerato al 2030 l'import bloccato e non in esito alle simulazioni

Riscontro Terna:

Le simulazioni degli scenari ST e DG si basano su modelli europei condivisi in ambito ENTSO-E. Pertanto, i livelli di importazione sono direttamente dipendenti dalla composizione della domanda, del parco di generazione dei diversi Paesi, dalle ipotesi sulle commodities, nonché dal limite di scambio tra gli stessi. Solo per lo scenario PNEC, l'import specificato a pag. 119 (28 TWh) è un input fornito dal documento PNIEC al fine di rispettare i target di decarbonizzazione e penetrazione RES.

ANIE

- Si richiede di motivare, nello scenario PNEC, la riduzione del prezzo in Grecia (che ad esempio risulta inferiore a quello in Germania) e più in generale di illustrare le motivazioni per cui, sempre nello scenario PNEC, sono mostrati prezzi esteri differenti mentre il saldo import/export viene bloccato

Riscontro Terna:

Le ore di congestione e i flussi dello scenario 2030 PNEC sono il risultato della simulazione di mercato effettuata su uno scenario di generazione e carico in linea con quanto descritto nel capitolo del PdS sugli Scenari (cap.3): in tali ipotesi è stata considerata una domanda annua di circa 330 TWh e uno sviluppo di capacità da fonte rinnovabile pari a 51 GW di solare e 18 GW di eolico. In tale scenario il saldo import/export non è un risultato della simulazione (come avviene negli scenari ST e DG), bensì è un valore di input, fissato a priori. Di conseguenza anche i prezzi con le frontiere estere vengono ridefiniti sulla base dello scenario di input in termini di transito di energia sulle interconnessioni.

ANIE

- Si rileva come in tutti gli scenari al 2030 il triterminale HVDC sia scarsamente impegnato: si richiedono maggiori informazioni al riguardo

Riscontro Terna:

Il nuovo collegamento risponde alle esigenze di adeguatezza e sicurezza dei sistemi elettrici della Sardegna e della Sicilia, caratterizzati già oggi da elementi di debolezza strutturale e che saranno ulteriormente messi alla prova dalle ipotesi di scenario previste dal PNEC. In futuro, infatti, i due sistemi isolani risulteranno ancora più critici, per le seguenti ragioni:

- l'aumento delle rinnovabili intermittenti:
 - tenderà a spiazzare ulteriormente il termico convenzionale, con riduzione della capacità di inerzia e di regolazione di tensione disponibile;
 - richiederà un aumento delle prestazioni dinamiche (intese come capacità di rispondere a variazione del carico termico residuo, variazione di frequenza, gradienti di carico) del sistema elettrico nel suo complesso: prestazioni che in sistemi debolmente magliati ed interconnessi potranno essere disponibili con maggiore difficoltà;
 - in assenza di un aumento della capacità di interconnessione delle isole con il sistema elettrico continentale, potrebbe determinare un aumento dell'over-generation delle FER;
- la vetustà del parco termico delle due isole (così come l'asservimento a processi produttivi di alcuni impianti) è tale da non garantire la disponibilità nel medio periodo di sufficiente capacità regolante per il sistema elettrico.

Pertanto, la realizzazione di un'ulteriore connessione HVDC tra la Sardegna e il continente è un elemento imprescindibile – sia in caso di phase-out degli impianti a carbone in Sardegna sia in caso di mantenimento del parco di generazione attuale – al fine di garantire adeguati margini di riserva e sicurezza in n-1 delle due isole. Tale esigenza è confermata anche dai risultati rappresentati nell'analisi costi benefici per l'intervento, che mostrano significativi benefici sia in termini di Mercato dei Servizi (MSD) che di incremento della sicurezza. Tale aspetto non si apprezza dalla lettura delle figure del capitolo 6.2, in quanto riportano solo gli scambi energetici sui mercati dell'energia (non sempre impegnati al massimo per effetto delle condizioni di mercato previsionali), mentre i vantaggi in termini di MSD e gestione in sicurezza del sistema elettrico possono essere rilevati dai benefici riportati nella rappresentazione grafica allegata nella scheda (ACB) dell'intervento in questione.

ANIE

Capitolo 6.6: si richiede che il tema dei vincoli alla produzione rinnovabile venga esplicitato maggiormente. In particolare, si richiedono maggiori dettagli sulla limitazione della produzione fino a 10 TWh, relativamente allo scenario PNEC (ad esempio la variazione di limitazione di produzione in funzione dell'entrata in servizio di nuovi elementi di rete e/o di eventuale nuova capacità di accumulo, anche elettrochimico).

Riscontro Terna:

Nella figura 34 a pag. 44 del PdS 2019 è riportato il valore di Over Generation dello scenario PNEC in assenza degli interventi di sviluppo previsti e tale valore è circa 10 TWh. Mentre nella figura 127 a pag. 129 viene proiettato l'andamento dell'Over Generation attesa al 2030 PNEC ridotto a 6,7 TWh considerando il contributo degli interventi di sviluppo. Grazie all'installazione dei 6 GW di accumuli futuri, il valore di Over Generation

potrà ridursi ulteriormente fino a ca 1 TWh.

ENEL:

Si apprezza lo sforzo profuso da Terna per una descrizione dettagliata degli scenari che stanno alla base del Piano di Sviluppo. Si ritiene tuttavia necessario un maggior dettaglio su alcuni aspetti, quali ad esempio il criterio con il quale il TSO ripartisce sulle singole zone la capacità totale prevista all'anno obiettivo per ogni tecnologia nello scenario preso in esame; tale scelta 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 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.

Riscontro Terna:

Si segnala che relativamente al PdS 2018 e con particolare riferimento agli scenari ST e DG sono stati resi disponibili sul sito www.terna.it i dati di dettaglio. Ulteriori spunti di miglioramento saranno presi in considerazione nei prossimi anni con particolare riferimento al DDS. In particolare, come disposto dalle deliberazioni 654/17/eel e 689/17/gas e presentato pubblicamente nel workshop del 25 luglio, Terna e Snam hanno definito scenari condivisi sia in ambito nazionale che europeo: il risultato del tavolo congiunto verrà presentato in un documento scenari coordinato da pubblicare entro il 30 settembre 2019 (come da delibere 627/16/eel e 468/18/gas). Sono stati sviluppati 3 scenari di riferimento: lo scenario BAU (Business As Usual) guidato dallo sviluppo di tecnologie più efficienti e gli scenari Centralized (CEN) e Decentralized (DEC) definiti nel rispetto dei target di efficienza energetica. Tutte le assunzioni alla base di questi scenari sono state condivise con il Gestore della rete gas e riguardano le linee guida provenienti da ENTSO-e. Nel workshop del 25 luglio sono state rese note le ipotesi sulle misure e le tecnologie finalizzate alla decarbonizzazione, insieme al prezzo attribuito alle commodities. Da queste informazioni, insieme ai valori di generazione installata per tecnologia agli anni orizzonte più significativi, l'operatore può dedurre l'evoluzione della capacità termoelettrica negli anni intermedi.

ENI:

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.

Riscontro Terna:

Si condivide l'interesse dello scenario di policy nazionale che riflette le tendenze europee sulla decarbonizzazione oltre che definire il raggiungimento di specifici target nazionali definiti dal MISE nel Piano PNIEC. Tale scenario infatti è stato analizzato, in maniera analoga agli scenari ST e DG, nel Piano di Sviluppo, evidenziando le criticità che esso comporta (in termini di congestioni sulle sezioni, overgeneration, ENS, LOLE) e come i vari interventi di rete mitigano tali problemi. Rispetto alle soluzioni per l'integrazione dell'alta percentuale di energie rinnovabili, una di queste è rappresentata dai nuovi interventi di sviluppo pianificati sulla rete che, come evidenziato, diminuiscono sensibilmente l'overgeneration per lo scenario PNEC. Ulteriori misure mitigative sono rappresentate dallo sviluppo di sistemi di accumulo che, come evidenziato in vari punti del Piano di Sviluppo, contribuiscono in maniera sostanziale all'integrazione delle FER, oltre a fornire altri servizi importanti per l'esercizio del sistema. Pertanto, sono evidenziate eventuali criticità e soluzioni.

Tuttavia, in funzione dell'evoluzione degli scenari di riferimento che saranno descritti nel DDS 2019, Terna valuterà eventuali nuove criticità pianificando interventi idonei alle relative esigenze di sviluppo

EP PRODUZIONE

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).

Riscontro Terna:

L'introduzione di scenari aggiuntivi e/o di analisi di sensitività è particolarmente onerosa, perché per ciascuna ipotesi alternativa devono essere svolte simulazioni di rete e di mercato molto complesse. Nella scelta delle alternative da valutare si privilegiano scenari sviluppati secondo processi formalizzati e condivisi, piuttosto che frutto di ipotesi unilaterali – per loro natura fortemente opinabili – sull'evoluzione futura della regolazione. Evidentemente i modelli vengono costantemente aggiornati quando le modifiche del contesto regolatorio assumono concretezza.

EDISON

Edison accoglie 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 si valuta positivamente il sistema di previsioni che è stato implementato. Rimangono, tuttavia, non del tutto chiare alcune ipotesi alla base dell'elaborazione dei suddetti scenari. In particolare, Edison ritiene opportuno fornire ulteriori dettagli relativamente all'evoluzione del parco termoelettrico sul quale non vengono fornite informazioni specifiche su quanta capacità verrà dismessa e quanta ne verrà installata di nuova.

In relazione al capitolo 6.2 "scambi energetici nel medio e lungo termine" del Piano di sviluppo, Edison richiede 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 per Edison risulta 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.

Riscontro Terna:

I driver degli scenari considerati definiscono l'evoluzione della capacità installata per ogni fonte energetica. La figura 112 di pag. 119 riassume

questa evoluzione, secondo lo scenario e la fonte energetica utilizzata. La variazione di tale capacità (capacità dovuta a dismissioni, nuove installazioni o replacement delle unità di generazioni esistenti) è, pertanto, funzione degli scenari considerati e può essere comunque ricavata dai dati presenti nella figura citata.

Il livello di import di 28 TWh per lo scenario PNEC 2030 è deducibile dalle indicazioni di tale scenario. Il valore è stato stimato sulla base della domanda prevista e sul target di penetrazione delle RES a livello nazionale e conseguente livello di dipendenza dall'estero.

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).

OVERGENERATION**ENEL:**

Nella *figura 127 a pag. 129* 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. Si prega di motivare come tale valore si correla con quello riportato nella *figura 34 a pag. 44*, relativa alla sintesi degli indicatori ambientali del Piano di Sviluppo 2019, in cui viene rappresentato un valore di overgeneration FER di 10 TWh/anno.

EP PRODUZIONE:

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.

Riscontro Terna:

Il valore di Over Generation dello scenario PNIEC in assenza degli interventi di sviluppo previsti è pari a circa 10 TWh, ridotto a 6.7 TWh considerando il contributo degli interventi di sviluppo. Grazie all'installazione dei 6 GW di accumuli futuri, il valore di Over Generation potrà ridursi ulteriormente fino a circa 1 TWh.

SISTEMI DI ACCUMULO**ANIE:**

Il paragrafo 4.4.2 ribadisce le esigenze di nuova capacità idroelettrica, già evidenziate nei PdS precedenti, senza però fornire informazioni aggiuntive circa la localizzazione dei siti idonei per la realizzazione degli impianti e la relativa potenza massima realizzabile e circa i possibili percorsi normativi, regolatori e di mercato necessari all'implementazione della suddetta capacità.

ENEL

In merito ai sistemi di accumulo, si ritiene eccessivamente generalizzata la rappresentazione del piano sui siti disponibili secondo lo studio ISMES. Il TSO dovrebbe dettagliare meglio quali siano le aree di maggior interesse per nuove installazioni, almeno con dettaglio regionale, in funzione

delle esigenze prospettiche di servizi.

EP PRODUZIONE:

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.

Riscontro Terna:

La nuova capacità di accumulo dovrà essere localizzata, come anche indicato nel PdS, principalmente nelle zone Sud e Centro Sud. Questo in considerazione del fatto che queste sono le aree caratterizzate da:

- elevata penetrazione di generazione da fonte rinnovabile non programmabile;
- congestioni di rete che soprattutto negli scenari futuri potranno implicare frequentemente una riduzione dell'immissione da parte degli impianti alimentati da fonte rinnovabile.

Gli impianti di pompaggio – che rispetto ad altri sistemi di accumulo sono dotati di una maggiore (più prolungata) capacità di stoccaggio dell'energia – potranno offrire un contributo per:

- la gestione dei periodi di generazione in eccesso, in cui la produzione rinnovabile eccede il fabbisogno e deve quindi essere accumulata per evitarne il taglio;
- la gestione delle rampe del cosiddetto carico residuo che saranno sempre più severe in ragione della forte penetrazione del fotovoltaico, in particolar modo nelle ore serali;
- la regolazione di frequenza e tensione a causa della minore presenza in servizio di impianti tradizionali;
- l'adeguatezza del sistema, nelle ore di minore disponibilità di risorse naturali e di maggior fabbisogno di energia;
- la mitigazione dell'impatto di eventi rilevanti che possono interessare il sistema elettrico e inoltre supportano la riaccensione del sistema data la possibilità di prestare il servizio di black start, nonché l'alimentazione autonoma di porzioni di rete in isola di carico.

SERVIZI DI RETE

ENEL:

Relativamente al tema degli interventi per la qualità e la sicurezza, si esprimono alcune perplessità rispetto al piano di rifasamento previsto mediante l'ausilio di compensatori sincroni per 3500 MVAR (solo Piano di Sviluppo). Nell'ambito della riforma del mercato dei servizi di dispacciamento infatti, in attuazione alla delibera 300/2017/R/eel, Terna ha posto in consultazione il progetto pilota per l'approvvigionamento a termine del servizio di regolazione di tensione, che prevedeva la possibilità di remunerazione del servizio per impianti in grado di fornire potenza reattiva con immissione nulla di potenza attiva, funzionamento tipico dei compensatori sincroni. La finalità del progetto pilota appare dunque quella di acquistare servizi di regolazione di tensione tramite strumenti di mercato, dunque in antitesi all'attuale iniziativa di installazione massiva

da parte del TSO. Ad avviso di Enel, l'intervento diretto da parte di Terna dovrebbe essere previsto solo in caso di fallimento del mercato nel rendere disponibile la quantità richiesta di capacità di regolazione reattiva. Per quanto concerne più in generale i servizi di regolazione di tensione della rete, si ritiene preferibile che Terna, in caso di scarsità relativa delle risorse regolanti in una o più aree della rete, proceda all'approvvigionamento a termine dei fabbisogni con procedure aperte a tutte le tecnologie compatibili (generatori convenzionali, compensatori sincroni ecc.). Infine, si chiede di specificare 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 termo o il repowering di siti oggi non funzionanti e potenzialmente in grado di fornire questo servizio.

Inoltre, si ritiene necessario che nel Piano di Sviluppo venga indicato qual è il 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.

ENERGIA LIBERA:

Esprime la propria preoccupazione per l'intenzione di Terna di installare compensatori sincroni sulla rete in accoppiamento con masse rotanti (turbine a vapore per la produzione di reattiva). Riteniamo che tali installazioni, prestando servizi in sostituzione di quelli attualmente forniti dagli impianti termoelettrici, alterino le dinamiche di mercato. Oltretutto, i compensatori si inserirebbero in un contesto segmentato in cui la regolazione di tensione viene pagata ad alcuni impianti, con progetti dedicati, mentre tutti gli altri sono tenuti a fornire lo stesso servizio in modo gratuito. L'effettiva necessità dell'installazione dei compensatori deve essere dimostrata da Terna attraverso uno studio dettagliato che evidenzia come nell'area di interesse il servizio non possa essere fornito da un impianto di produzione esistente. Riteniamo sia indispensabile che l'Autorità vigili sull'installazione dei compensatori per evitare alterazioni delle dinamiche di mercato.

EDISON

Gli esiti delle elaborazioni che hanno portato a un così incoraggiante risultato per quanto riguarda l'adeguatezza della rete, in termini di LOLE e LOLP, sembrano promettenti. Gli effetti degli interventi che quindi Terna pianifica di effettuare sulla rete non possono che essere accolti positivamente.

D'altra parte, si ritiene che Terna possa, con alcuni interventi, sostituirsi agli operatori non regolati nell'erogazione di importanti servizi di rete. 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 attualmente 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.

In aggiunta, si sottolinea 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, 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 può giustificare lo sviluppo di risorse proprie per la fornitura di questi servizi.

Per quanto riguarda la sezione dedicata agli impianti di pompaggio idroelettrico, Edison ritiene necessaria la definizione di un quadro regolatorio certo che permetta lo sviluppo di questo tipo di impianti tramite meccanismi trasparenti e non ostativi della concorrenza e attraverso l'identificazione dei servizi che possono essere forniti da queste unità, evitando comunque discriminazioni tra le diverse tecnologie.

Infine, nell'ottica di sfruttare appieno la potenzialità delle energie rinnovabili del Nord Italia, si ritiene importante risolvere le problematiche (congestioni e fuori servizi che causano perdita di produzione di impianti idroelettrici ad acqua fluente) derivanti da collegamenti in antenna ubicati principalmente in Val Caffaro, in Val Camonica e in Valtellina. Una soluzione potrebbe essere individuata nello sviluppo della magliatura della rete che permetterebbe di limitare le interruzioni della produzione da fonte rinnovabile a beneficio del sistema elettrico nazionale.

Riscontro Terna:

La natura locale e puntuale delle necessità di regolazione della tensione spinge il TSO a mettere in campo contromisure direttamente gestibili nell'esercizio della rete in tempo reale. A seguito di analisi approfondite sia in condizioni di normale esercizio che in condizioni critiche, Terna ha individuato nei compensatori sincroni gli strumenti più adatti per la regolazione della tensione nella rete di trasmissione vista la loro natura “autostabilizzante”, realizzabile con azione rapida e continua.

La gestione della rete in sicurezza, con particolare riferimento alla stabilità dei profili di tensione, è una tematica che sarà sempre più rilevante considerata la trasformazione del sistema elettrico. Il sistema, infatti, sarà caratterizzato, da un lato, dalla crescita esponenziale di impianti FRNP e, dall'altro, dalla dismissione di impianti convenzionali in grado di fornire i servizi di regolazione. In tale contesto il TSO necessita di una pluralità di strumenti per il mantenimento degli attuali standard di sicurezza, quali compensatori, STATCOM, reattanze e impianti di produzione programmabili e non programmabili.

Con riferimento al tema della fornitura gratuita del servizio di regolazione di tensione da parte degli impianti abilitati al MSD, si ritiene, come anche evidenziato nel DCO 322/19, che la remunerazione non può che essere regolata. Il servizio di regolazione di tensione è un servizio prettamente locale soggetto quindi ad esercizio del potere di mercato qualora venga approvvigionato tramite procedure concorsuali sui mercati

spot. L'installazione di asset di rete in grado di stabilizzare i profili di tensione sulla rete di trasmissione mitiga i problemi di pivotalità di alcuni impianti che insistono su specifici nodi, rendendo il mercato più competitivo.

Con riferimento a quanto osservato da Enel, si sottolinea che la procedura di gara svolta per l'area di Brindisi non è stata effettuata ai sensi del Delibera 300/17 in quanto l'obiettivo di tale procedura era l'approvvigionamento della disponibilità di un dispositivo per la fornitura di risorse di regolazione di tensione al fine di mitigare le criticità strutturali dell'area di Brindisi (con particolare riferimento a 9 nodi dell'area stessa). I benefici per il sistema elettrico di tale procedura derivano, infatti, solamente dalla disponibilità anticipata di un dispositivo regolante rispetto all'installazione di un compensatore da parte di Terna in un'area particolarmente critica.

Inoltre, come richiesto da ARERA nella Delibera 675/2018, Terna sta predisponendo un primo progetto pilota, ai sensi della deliberazione 300/2017, finalizzato a valutare le modalità con cui gli impianti di produzione esistenti (programmabili e non programmabili) connessi alla rete di trasmissione, selezionati tramite procedure concorsuali, si rendano disponibili a fornire risorse per la regolazione di tensione, previo opportuno adeguamento impiantistico ai sensi del Regolamento RfG.

POTENZA DI CORTO CIRCUITO E INERZIA DEL SISTEMA

ENI:

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 evidenzia 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 essere 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.

ENEL:

Il Piano di Sviluppo 2019 aggiunge delle sezioni molto interessanti rispetto all'evoluzione delle variabili fondamentali del sistema elettrico e in particolare: l'evoluzione dell'inerzia di sistema e la potenza di corto circuito. Si esprime apprezzamento rispetto a questo punto specifico. Tuttavia:

- per quanto riguarda l'analisi d'inerzia, sebbene sia corredata da indicatori particolarmente utili quali l'energia cinetica minima necessaria per far fronte ad un evento critico standard – sarebbe molto utile disporre di tutti i dati di dettaglio a supporto;
- per quanto riguarda invece l'analisi della potenza di corto circuito (Pcc) essa andrebbe arricchita con 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.

Riscontro Terna:

Condividendo l'importanza che tali variabili hanno nella caratterizzazione del sistema elettrico, Terna valuterà di approfondire ulteriormente sia il tema dell'analisi dell'inerzia che della potenza di corto circuito secondo gli spunti forniti. Tuttavia, si segnala che relativamente al livello di corto circuito (Pcc), Terna rende disponibili sul proprio sito www.terna.it i valori di corto circuito di ciascun nodo della rete fornendo anche informazioni sull'andamento di tali valori nell'arco dell'anno evidenziandone il valore medio ed il range di variazione.

ENEL:

Nella rappresentazione dello sviluppo delle interconnessioni con l'estero viene mostrato un valore di NTC al 2030 pari a 14.5 GW (figura n. 182, pag. 206) specificando che sono esclusi i progetti merchant. Nello stesso tempo però si fa presente come, nell'ambito delle simulazioni, si sia tenuto conto di uno sviluppo NTC merchant lines. Si prega di quantificare questo contributo, evidentemente aggiuntivo ai 14.5 GW, definendo anche quali sono le linee che lo determinano.

Riscontro Terna:

Si conferma che gli scenari previsionali del PdS non considerano le linee di interconnessioni private, ad eccezione di quelle già autorizzate o in fase di realizzazione. Il contributo aggiuntivo delle merchant lines alla NTC specificata è stimato pari a 3.25 GW e comprende i seguenti interventi:

- Mese – Castasegna (100 MW)
- Somplago – Wurmlach (150 MW)
- Greenconnector (1000 MW)
- TuNur (2000 MW)

ANIE:

Si richiede di valutare la possibilità di inserimento del capitolo 6 all'interno del capitolo 4, legando gli sviluppi del sistema ai relativi benefici. Le nuove parti riguardanti potenza di corto circuito, flessibilità e inerzia risultano molto interessanti. Di seguito i commenti:

- circa il tema della potenza di corto circuito si richiede un approfondimento sulla possibilità che la generazione statica possa contribuire alla corrente di corto circuito in modo da mitigare le problematiche evidenziate, affiancandosi così alle soluzioni individuate a pag. 132

Riscontro Terna:

Tipicamente la generazione statica, dotata di inverter, eroga un contributo alla corrente di corto circuito prossimo alla corrente nominale e solo nel caso in cui le logiche di controllo degli inverter siano state predisposte per consentirlo. Pertanto, risulta notevolmente inferiore rispetto a quello dei generatori sincroni, il cui contributo è pari a circa 5-6 volte la corrente nominale.

ANIE:

- gli indici di flessibilità proposti necessitano a nostro avviso di essere correlati a qualche beneficio concreto per il sistema elettrico

Riscontro Terna:

La standardizzazione ed il conseguente utilizzo di tali indici è coordinata con l'associazione europea dei TSO ENTSO-E, dalla quale parte l'iniziativa di tali indicatori.

ANIE:

Circa le tabelle dalla 147 alla 153, 156, 157 e 158 si richiede che siano evidenziati i nuovi interventi rispetto a quelli già pianificati nel PdS 2018 e precedenti.

Riscontro Terna:

Tutti gli interventi contenuti in tali tabelle citate sono stati pianificati negli anni precedenti.

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).

EP PRODUZIONE

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).

Riscontro Terna:

Non competono alla Concessionaria la definizione o valutazioni in tema di tariffe. Le informazioni dettagliate su costi e tempi previsti per il completamento di ciascun intervento del Piano di Sviluppo consentono, comunque, a chiunque di formulare in autonomia le stime relative alla ricaduta sulla bolletta energetica e sul costo medio per il consumatore finale, utilizzando le assunzioni sulla regolazione futura, sia della trasmissione elettrica sia della ripartizione dei costi delle reti sugli utenti finali, che ritiene più congrue.

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).

ENEL:

In merito agli effetti che lo sviluppo della rete può avere sull'adeguatezza del sistema elettrico italiano, in particolare su quanto rappresentato in figura 184, sarebbe opportuno disporre di una descrizione specifica e dedicata almeno per lo scenario PNIEC. A tal proposito infatti sarebbe opportuno motivare le ragioni per le quali lo sviluppo rete nello scenario PNEC sembra non introdurre benefici in termini di LOLE, il cui valore rimane nell'intorno delle 4h, mentre non è facile confrontare adeguatamente le altre due variabili in quanto la rappresentazione non mantiene gli stessi fattori di scala. In generale si ritiene necessario un approfondimento dedicato allo scenario PNEC con e senza gli interventi di potenziamento della rete, con commenti anche qualitativi che spieghino meglio le ragioni dei risultati quantitativi.

Riscontro Terna:

Si ringrazia l'operatore per la segnalazione. La figura 184 ha l'obiettivo di rappresentare l'impatto degli interventi di sviluppo sugli indici LOLE, ENS e LOLP in tutti gli scenari considerati per le analisi di Piano. A tal proposito occorre fare delle precisazioni:

- la proposta del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima nella sua versione finale è stata inviata alla Commissione Europea l'8 gennaio 2019;
- la Concessionaria ha l'obbligo di predisporre il Piano di Sviluppo della rete nazionale entro il 31 dicembre di ogni anno e, pertanto, le analisi sono state svolte nei mesi precedenti sui dati disponibili, suscettibili di futuri affinamenti in seguito apportati.

In figura 184 sono stati rappresentati i valori di LOLE, ENS e LOLP disponibili al momento della pubblicazione del PdS 2019 che mostravano un impatto sul LOLE molto ridotto. Nella successiva edizione del Piano il calcolo ed il modello di simulazione saranno affinati, riflettendo delle variazioni dell'indice LOLE più accurate.

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).

OPERATORE:

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 674/2018/1/eel⁶ ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.

ENEL

L'analisi costi benefici evidenzia una elevata aleatorietà dei risultati in relazione allo scenario esaminato. Si suggerisce pertanto di effettuare delle sensitivity sulle variabili fondamentali: import, capacità di generazione disponibile, ripartizione zonale dello sviluppo FER, ecc.

ENI:

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).

EP PRODUZIONE

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 sopraccitati.

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.

⁶ <https://www.arera.it/allegati/docs/18/674-18.pdf>

Per definire un piano di sviluppo sostenibile e favorire l'equilibrio ottimale fra esigenze di sicurezza/adequatezza, 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 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/l/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.

Riscontro Terna:

La realizzazione del collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna (triterminale), inserito per la prima volta nel PdS 2018, è necessaria per:

- incrementare la **sicurezza di esercizio del sistema elettrico** delle isole collegandole direttamente con il Continente garantendo maggiore capacità di regolazione
- assicurare un **incremento dell'interconnessione tra Sicilia, Sardegna e Continente** favorendo la piena integrazione delle Zone di Mercato con evidenti benefici in termini di efficienza
- **integrare** la capacità di produzione esistente e la nuova **generazione attesa** sulle isole da fonti rinnovabili
- comprimere l'**over-generation** e garantire il mutuo interscambio dei contributi
- **risolvere i vincoli di essenzialità** dei gruppi nelle Isole
- **garantire l'adeguatezza** delle isole **anche in previsione del phase-out del carbone** ed anche in assenza dei gruppi a olio.

I sistemi elettrici di Sardegna e Sicilia sono caratterizzati da **pochi impianti di grandi dimensioni ed in parte vetusti**, dalla forte presenza di **FER non programmabili** e in costante aumento, **dalla scarsa magliatura** con il Continente, dall'elevata sensibilità alle **perturbazioni di rete**, da scarse risorse per la **regolazione di tensione**, da impianti il cui funzionamento è definito essenziale e da **vincoli di esercizio delle interconnessioni** al sistema elettrico nazionale

In particolare:

- **il parco di generazione della Sardegna** è caratterizzato da:
 - pochi impianti di grandi dimensioni, di cui alcuni in funzione da molti anni (età media superiore ai 30 anni), per una potenza

complessiva di circa 2 GW, concentrati in poche aree delle Regione (Sassari e Cagliari);

- elevata produzione da fonti rinnovabili con conseguenti limiti alla flessibilità di esercizio per il contenimento dei profili di tensione
- misure di essenzialità per ragioni di adeguatezza e riaccensione;
- **la rete elettrica sarda è:**
 - connessa elettricamente con il Continente attraverso due collegamenti in corrente continua, il SAPEI e il SACOI2 (giunto a fine vita utile, che verrà sostituito dal SACOI3), i quali ricoprono un ruolo strategico sia per quanto riguarda l'import/export, sia per la loro capacità di regolazione
 - composta da un'unica dorsale a 400 kV (che collega il nord della Sardegna alla zona industriale di Cagliari) alla quale si sovrappone un anello costituito da linee a 220kV.
- **il sistema elettrico della Sicilia:**
 - è caratterizzato da un parco termico superiore ai 5 GW, in parte poco efficiente e vetusto
 - presenta una interconnessione con il sistema elettrico continentale limitata a due collegamenti.
 - dispone di un sistema di trasmissione primario costituito essenzialmente da un'unica dorsale a 400 kV che collega l'area del Nord Est con il polo industriale del Sud Est, oltre che da un anello a 220 kV con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto tra l'area orientale e occidentale
 - attualmente presenta scarse risorse per la regolazione di tensione in particolare nei nodi di rete della parte occidentale in determinate condizioni di esercizio
 - presenta congestioni locali nelle arterie della Sicilia centrale a causa dell'elevata produzione da fonti rinnovabili.

Le criticità sopra descritte dei due sistemi elettrici isolani sono confermate dai numerosi disservizi di rete avvenuti in quest'ultimi anni: da gennaio 2016 ad agosto 2019 infatti si sono verificati 16 eventi in Sicilia e 49 eventi in Sardegna che hanno evidenziato la debolezza intrinseca delle isole con l'instaurarsi di fenomeni elettrici (i.e. variazioni di frequenza sensibili, fenomeni oscillatori, elevate escursioni di tensione,...), in molti casi risolte anche attraverso il distacco di carico.

Oltre alle attuali debolezze strutturali, i due sistemi isolani saranno ulteriormente messi alla prova dagli **sviluppi previsti dal PNIEC** per le seguenti ragioni:

- **l'aumento delle rinnovabili intermittenti** tenderà a spiazzare ulteriormente il termico convenzionale, con riduzione della capacità di inerzia e di regolazione di tensione disponibile;
- la maggiore incidenza di fonti programmabili per la copertura del fabbisogno richiederà un **aumento delle prestazioni dinamiche** (intese come capacità di rispondere a rapide variazioni del carico elettrico residuo e a variazioni di frequenza) del sistema elettrico nel suo complesso: prestazioni che sistemi debolmente magliati ed interconnessi saranno in grado di assicurare con maggiore difficoltà;
- l'assenza di un aumento della capacità di interconnessione delle isole con il sistema elettrico continentale determinerà un **aumento**

dell'over-generation delle FER con la progressiva installazione di nuovi impianti FER;

- la **vetustà del parco termico delle due isole** (così come l'asservimento a processi produttivi come nel caso di Sarlux) è tale da non garantire la disponibilità nel medio periodo di sufficiente capacità regolante per il sistema elettrico.

Più specificatamente per la Sardegna, il PNIEC prevede che al fine di rendere possibile la decarbonizzazione, con la conseguente dismissione di circa 1 GW di generazione a carbone in Sardegna (Fiumesanto e Sulcis), sia necessaria la realizzazione di:

- **un nuovo collegamento HVDC tra la Sardegna, la Sicilia ed il continente;**
- **400 MW di impianti peakers a gas (o in alternativa 400 MW di accumuli);**
- **installazione di compensatori sincroni per almeno 250 MVAR;**
- **infrastrutture gas (depositi GNL, gasdotti e stoccaggi) per la metanizzazione e la copertura del fabbisogno di gas naturale dell'isola.**

Tutte queste misure sono fattori abilitanti alla gestione in sicurezza del sistema elettrico, ma soltanto **l'azione congiunta di queste iniziative garantirà allo stesso tempo un sistema elettrico decarbonizzato e adeguato.**

Le infrastrutture gas proposte non potranno risolvere le criticità del servizio elettrico, né sostituire le prestazioni e funzionalità garantite da quelle elettriche. Seppure la metanizzazione potrebbe soddisfare alcuni consumi energetici limitatamente alle utenze civili o industriali, il solo sviluppo infrastrutturale elettrico consentirà la progressiva e piena autonomia energetica dell'Isola.

Il sistema gas e quello elettrico dunque dovranno e potranno essere impiantati contestualmente senza significative mutue interferenze e sovrapposizioni.

Per tutto quanto sopra:

- la realizzazione di un'ulteriore connessione HVDC tra la Sardegna e il continente è un elemento imprescindibile sia in caso di phase-out delle centrali a carbone in Sardegna (Sulcis e Fiumesanto), sia in caso di mantenimento del parco di generazione attuale;
- la realizzazione del triterminale e la metanizzazione della Sardegna sono azioni complementari per rinforzare un sistema strutturalmente debole come quello sardo, garantendo condizioni di accesso paritarie tra tutti i consumatori finali di energia.

Le infrastrutture gas proposte non potranno risolvere le criticità del servizio elettrico, né sostituire le prestazioni e funzionalità garantite da quelle elettriche. Seppure la metanizzazione potrebbe soddisfare alcuni consumi energetici limitatamente alle utenze civili o industriali, il solo sviluppo infrastrutturale elettrico consentirà la progressiva e piena autonomia energetica dell'Isola.

Il sistema gas e quello elettrico dunque dovranno e potranno essere impiantati contestualmente senza significative mutue interferenze e sovrapposizioni.

Per tutto quanto sopra:

- la realizzazione di un'ulteriore connessione HVDC tra la Sardegna e il continente è un elemento imprescindibile sia in caso di phase-out delle centrali a carbone in Sardegna (Sulcis e Fiumesanto), sia in caso di mantenimento del parco di generazione attuale;
- la realizzazione del triterminale e la metanizzazione della Sardegna sono azioni complementari per rinforzare un sistema strutturalmente

debole come quello sardo, garantendo condizioni di accesso paritarie tra tutti i consumatori finali di energia.

Le infrastrutture gas proposte non potranno risolvere le criticità del servizio elettrico, né sostituire le prestazioni e funzionalità garantite da quelle elettriche. Seppure la metanizzazione potrebbe soddisfare alcuni consumi energetici limitatamente alle utenze civili o industriali, il solo sviluppo infrastrutturale elettrico consentirà la progressiva e piena autonomia energetica dell'Isola.

Il sistema gas e quello elettrico dunque dovranno e potranno essere impiantati contestualmente senza significative mutue interferenze e sovrapposizioni.

Per tutto quanto sopra:

- la realizzazione di un'ulteriore connessione HVDC tra la Sardegna e il continente è un elemento imprescindibile sia in caso di phase-out delle centrali a carbone in Sardegna (Sulcis e Fiumesanto), sia in caso di mantenimento del parco di generazione attuale;
- la realizzazione del triterminale e la metanizzazione della Sardegna sono azioni complementari per rinforzare un sistema strutturalmente debole come quello sardo, garantendo condizioni di accesso paritarie tra tutti i consumatori finali di energia.

Il nuovo collegamento tra Sicilia, Sardegna e Continente è l'unica soluzione per incrementare la **sicurezza di esercizio del sistema elettrico** delle isole, di **integrare la capacità di produzione esistente e la nuova generazione attesa sulle isole da fonti rinnovabili, garantire l'adeguatezza** delle isole anche **in previsione del phase-out del carbone ed in assenza dei gruppi a olio.**

In particolare, il nuovo collegamento risponderà ai seguenti requisiti:

- i tre terminali (stazione di Montecorvino, stazione di Caracoli e stazione di Selargius) saranno in grado di regolare tensione e frequenza, per fronteggiare l'assenza di gruppi regolanti e il basso contributo della rete al controllo del reattivo;
- potenzialità di inversioni di potenza in funzione delle esigenze di rete e di mercato senza limitazioni indotte da esigenze tecnologiche
- garantire migliori prestazioni-anche in fase di riaccensione della rete per ottenere ulteriori vie di rialimentazione per le Isole e una maggiore indipendenza dalla generazione locale.

Per quanto concerne **l'Analisi costi benefici del progetto**, si evidenzia che:

- **non è scindibile l'analisi costi-benefici dei tratti Continente – Sicilia e Sicilia – Sardegna** poiché questi fanno parte di un intervento i cui benefici possono essere traggurati solo grazie alla presenza contemporanea di entrambi i collegamenti. Inoltre, dato il profilo batimetrico del fondale Tirrenico, il tracciato di un eventuale collegamento Sardegna – Continente avrebbe comunque lambito la costa Siciliana poiché la tecnologia attuale non consente pose su fondali di profondità superiori ai 2000 m
- le **differenze dei risultati degli indici economici tra PdS 2018 e 2019** sono imputabili al fatto che lo scenario di policy del PdS 2019 si riferisce alla proposta del Piano Nazionale Integrato per l'energia e il Clima (PNIEC) del 31/12/2018, le cui assunzioni alla base, per quanto simili, risultano essere diverse dallo scenario SEN utilizzato nel PdS 2018;
- l'orizzonte temporale per la realizzazione dell'HVDC nel PdS non tiene conto del **fast-track autorizzativo** necessario al fine di completare la decarbonizzazione al Dicembre 2025, data per cui sarà prevista l'entrata in esercizio del collegamento;

- l'intervento in questione rappresenta anche un fattore critico abilitante per lo sviluppo di nuova generazione e per il trasferimento di capacità di generazione tra zone di mercato, influenzando positivamente anche il MdC (Mercato della Capacità) perché incrementa i limiti di transito tra le zone di mercato;
- eventuali **sensitivity** che possono avere un significativo impatto sui benefici dell'opera saranno adeguatamente considerate; al tale riguardo nel prossimo piano di sviluppo sarà svolta l'ACB sulla base dei nuovi scenari congiunti Terna e SNAM;
- il futuro collegamento **apporta ulteriori benefici** al sistema elettrico italiano rispetto a quelli **già valutati con l'attuale ACB, in particolare il superamento di vincoli di rete attuali, nella gestione delle Isole soprattutto, e l'aumento delle prestazioni di stabilità dinamica della rete**, intese come capacità di rispondere a rapide variazioni del carico elettrico residuo e a variazioni di frequenza. La valorizzazione di tali ulteriori benefici assume particolare rilevanza per sistemi infrastrutturali deboli come la Sardegna.

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 674/2018/1/eel ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.

OPERATORE:

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/l/eel ha posto "in valutazione", cioè senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale.

ENI:

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

EDISON

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 che non sembrano tali da generare un flusso così ingente di energia verso l'Italia.

Riscontro Terna:

Al fine di rispondere in modo esaustivo al quesito, si riporta un estratto del report sull'analisi costi/benefici del secondo polo di interconnessione HVDC Italia – Montenegro fornito all'Arera.

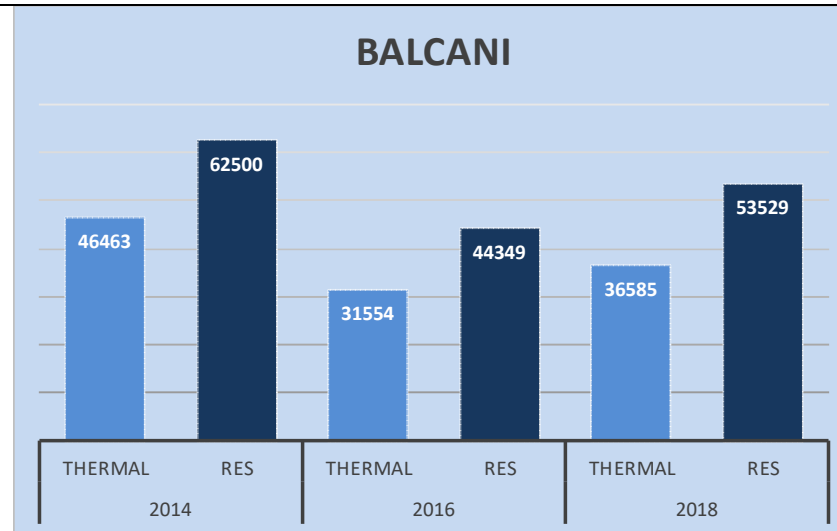
(<https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/ACB%20%20polo%20Interconnessione%20MONITA%2027042018.pdf>).

“Nel corso degli anni la data di completamento del progetto di interconnessione è stata posticipata al punto di definire due date target per l'entrata in servizio del primo polo nel 2019 e del secondo polo nel 2026 (quest'ultima data condizionata dalle tempistiche relative allo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione e dei mercati elettrici nei Balcani). Tale modifica è stata esplicitata a partire dall'edizione 2017 del Piano di Sviluppo e confermata nelle edizioni del 2018”. Tale posticipo è confermato anche nel PdS 2019.

Si riportano, infatti, i posticipi della data di entrata in servizio delle principali opere di sviluppo previste nei TYNDP 2012, TYNDP 2014 e TYNDP 2016, ricadenti nell'area balcanica che impattano il cosiddetto Trans Balkan Corridor.

Progetti	TYNDP 12	TYNDP 14	TYNDP 16
400kV BajnaBasta(RS)-Obrenovac(RS)	> 2016	2019	2021
400kV BajnaBasta (RS)-Visegrad (BA)	> 2016	2020	2022
400 kV Visegrad (BA) – Pljevlja (ME)	2015		
400kV Plevlja(ME)-BajnaBasta(RS)	> 2016	2020	2022
400kV Lastva(ME)-Pljevlja(ME)	2016	2016	2016
400kV Pancevo (RS) – Resita (RO)	2015 (2019 ?)	2017	2017
400kV Portile de Fier (RO) – Resita (RO)	2016	2017	2018
400kV Leskovac (RS) – Vranje (RS) –Stip (MK)	Serbian part commissioned, Macedonian part: 2013	2014	2015
400kV Prishtina (KO) – Tirana (AL)	2013	2016	2016

Similmente si riportano le previsioni di evoluzione del parco di generazione di energia elettrica da fonti convenzionali e rinnovabili evidenziando che tra il TYNDP 2014 e il TYNDP 2018 si è registrata una decrescita della previsione di installato del termoelettrico del 22% e una decrescita delle fonti rinnovabili del 15 % circa.



Capacità installata in area Balcani [MW] (Fonte ENTSO-E)

Tutti i dati sopracitati possono essere trovati al seguente link: <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>

Mediante le simulazioni di mercato con il tool Promed è possibile valutare i flussi ed i prezzi che caratterizzano le sezioni e le zone di mercato. In termini generali, si osserva che l'impatto dell'introduzione di ulteriore capacità di scambio con il Montenegro di 600 MW si traduce negli scenari in:

- un aumento di 4.3 TWh/anno di energia dal Montenegro nel 2025 ST;
- una sostanziale invarianza di import/export netto dal Montenegro. Nello specifico si osserva un incremento dell'import di 1.8 TWh/anno ed un incremento dell'export di 1.5 TWh/anno nel 2030 ST;
- un aumento di 4.1 TWh/anno di energia dal Montenegro nel 2025 DG;
- un aumento di 3.6 TWh/anno di energia dal Montenegro nel 2030 DG.

In conclusione, tali analisi tengono conto delle stime dei TSO per gli scenari bottom up (Sustainable Transition) e delle stime ENTSOE per gli scenari top-down.

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”.

ENI

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.

Riscontro Terna:

Come già descritto nelle risposte ai precedenti spunti di osservazione in merito al collegamento triterminale Sardegna – Sicilia – Continente, l’intervento è fortemente funzionale al traguardo della decarbonizzazione prevista dal PNIEC (anno target 2025).

La sua realizzazione inoltre contribuirà a perseguire gli ulteriori benefici evidenziati dallo spunto di osservazione per la quale si ringrazia.

Nel corso del PdS 2020 sarà aggiornata la data target per l’entrata in servizio del triterminale Sardegna – Sicilia – Continente e dell’interconnessione HVDC Italia-Tunisia coerentemente con lo stato di avanzamento delle procedure dei progetti e tenendo conto delle esigenze del sistema elettrico.

EDISON

Edison condivide le perplessità espresse dall’Autorità in relazione ai benefici attesi per il sistema elettrico italiano ed europeo dalla realizzazione del progetto “Nuova interconnessione Italia-Tunisia”. In particolare, 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 e i benefici connessi dipenderanno dalla realizzazione nei tempi previsti dei rinforzi interni propedeutici al funzionamento in sicurezza del nuovo collegamento.

Riscontro Terna:

La data di completamento dell’elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna (attualmente “in autorizzazione”), facente parte dell’Intervento 602-P, è prevista nel 2026 entrando in servizio così prima della “Nuova interconnessione Italia-Tunisia”, prevista nel 2027.

Tale rinforzo di rete a 380 kV garantirà l’esercizio in sicurezza della rete elettrica Siciliana, rinforzando la rete di trasmissione sull’asse est-ovest.

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”.

OPERATORE:

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.

ENEL

Si apprezza il miglioramento della forma e dei contenuti delle singole schede di dettaglio per i vari interventi di sviluppo presenti nel piano, rispetto alle versioni precedenti. Per rendere ancora più efficace il contenuto, 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.

Nel fascicolo “Avanzamento piani di sviluppo precedenti” (Vol.1) è inserito l’intervento “147-P Elettrodotto 132 kV “Verderio – Ciserano” (pag. 110). Considerando che:

- Enel ha indicato a Terna che per il 2022 prevede di prelevare appieno la potenza disponibile di 80 MVA in CP Locate (lettera E-DIS-23/02/2017-0115888), posta su tale linea;
- Terna reputa indispensabile il potenziamento della direttrice (comunicazione TE/P2017/0003248);
- è stata prevista l’ultimazione del potenziamento della linea AT con completamento al 2025;
- si ritiene opportuno segnalare l’importanza di ultimare i lavori di potenziamento sulla linea per l’anno 2022 (e non per il 2025), in modo da poter procedere con quanto esposto al punto sopra.
- Nel fascicolo “Avanzamento piani di sviluppo precedenti” (Vol.1) è inserito l’intervento “119-P Razionalizzazione 132 kV Cremona” (pag. 120).
- Più nel dettaglio, la scheda prevede la realizzazione del “Nuovo Elettrodotto 132 kV Piadena-Cella Dati”.
- Tale intervento però è presente anche, in maniera contraddittoria, nelle “Schede interventi in valutazione area nord” (pag. 129) con la seguente motivazione:
- in relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l’attività non assume carattere prioritario nell’orizzonte di Piano.

Si ritiene opportuno sottolineare l’interesse alla realizzazione di tale intervento in quanto permetterà di superare lo schema di alimentazione in antenna della CP di Piadena.

Nel fascicolo “Avanzamento piani di sviluppo precedenti” (Vol.1) è inserito l’intervento “154-P Riassetto lago di Como” (pag. 124).

Relativamente a tale intervento non risulta chiaro se si intende razionalizzare la rete prevedendo quindi la dismissione del 66 kV ex RFI, oggi RTN, si richiede pertanto un chiarimento.

Inoltre, si ritiene opportuno dettagliare meglio gli interventi, in quanto l'area risulta fortemente critica sulla CP Dubino a causa della presenza di una connessione "ponte" con la RTN a 132/66 kV. Qualora venisse dismessa la rete 66 kV la criticità sarebbe superata.

Nel fascicolo "Avanzamento piani di sviluppo precedenti" (Vol.1) è inserito l'intervento "117-P Razionalizzazione rete AT Val Camonica/Val Seriana" (pag. 127).

Più nel dettaglio, la scheda prevede la "Nuova linea 132 kV tra gli impianti di Dossi e Piancamuno".

Si segnala l'avvenuta acquisizione delle apparecchiature elettromeccaniche AT di impianto ed il terreno necessario all'ampliamento dell'impianto per trasformarlo in CP (CP semplificata con 1 Trasformatore).

Tale impianto rispetta la soluzione tecnica individuata da Terna con STMG TE/P2016/0006138, dove non erano previsti ulteriori stalli sulla linea AT.

Si segnala che il costruendo impianto non è ampliabile in quanto è geograficamente delimitato dal fiume Serio, da rilievi montuosi e dalla centrale di Enel Produzione, pertanto il futuro elettrodotto non potrà essere attestato all'impianto di Dossi.

Riscontro Terna:

In merito alle opere presenti nel Piano di Sviluppo dell'intervento "Elettrodotto 132kV Verderio-Ceserano" i tempi di completamento indicati saranno rivisti e condivisi nei prossimi incontri con e-distribuzione.

In merito all'opera "Nuovo Elettrodotto 132 kV Piadena-Cella Dati" segnaliamo che l'attività è inclusa all'interno dell'intervento "119-P Razionalizzazione 132 kV Cremona" e che pertanto l'attività inserita all'interno della sezione "interventi in valutazione" del Piano di Sviluppo non è da considerare.

In merito all'intervento "154-P Riassetto lago di Como" confermiamo che tra i driver principali dell'intervento c'è quello di razionalizzare la rete prevedendo la dismissione di porzioni di rete ex RFI 66 kV.

Relativamente all'intervento "Razionalizzazione rete AT Val Camonica/Val Seriana" al momento l'intervento è allo studio per l'individuazione della fattibilità tecnica che risolve l'antenna strutturale dell'asta idroelettrica della Val Seriana.

EDISON

Si apprende dal report di "Avanzamento dei Piani di sviluppo precedenti" come non ci siano stati progressi rispetto alla demolizione parziale della stazione Edison 132 kV di Novara. Si richiedono quindi delucidazioni rispetto alle ragioni del mancato avanzamento dei lavori e si sollecita Terna ad un'accelerazione verso il completamento dell'opera affinché si possa garantire il mantenimento di adeguati livelli di sicurezza e flessibilità di esercizio della rete dell'area locale. In relazione a ciò, si sottolinea che il completamento dell'intervento non può prescindere dall'acquisizione della dorsale a 132kV Cesano-Novara-Garlasco, nella disponibilità della scrivente, la quale non risulta essere nella lista delle possibili acquisizioni del Piano di Sviluppo 2019.

Riscontro Terna:

L'intervento di sviluppo denominato "Stazione 132 kV Novare Est", che renderà possibile la dismissione dell'attuale stazione Edison di Novara, è stato inserito come nuovo intervento nel PdS 2018. A valle dell'approvazione da parte del MiSE di tale PdS, Terna potrà procedere con le attività di sviluppo previste.

La dorsale a 132kV "Cesano-Novara-Garlasco", è stata in passato oggetto di trattativa di compravendita tra Terna ed Edison. Tale trattativa è al momento interrotta, ma nulla osta a riprendere le trattative in futuro.

Parte II

Controdeduzioni Terna agli ulteriori quesiti ricevuti

OPERATORE

Nr progressivo	Osservazione ⁷	Documento	Paragrafo
ENEL			
1	<p>Come proposta migliorativa Terna potrebbe indicare i tempi, nonché l'anno realizzativo degli interventi riportati all'interno del documento.</p> <p>Riscontro Terna: Le tempistiche non sono riportate in quanto possono essere dipendenti da fattori esterni non governabili da parte Terna, quali ad esempio:</p> <ul style="list-style-type: none">- nei casi di iter autorizzativo a cura Terna: disponibilità di informazioni per predisposizione progetto, tempistiche per conseguimento titoli autorizzativi;- nei casi di autorizzazione conseguite da Terzi: voltura autorizzazioni, cessione titoli su aree libere da vincoli, pesi e formalità pregiudizievoli e non gravate da contenziosi, etc.- nei casi di realizzazione a cura Terzi: tempistiche per esecuzione attività a cura Terzi, propedeutiche all'accettazione dell'impianto da parte Terna. <p>Le tempistiche di riferimento per la realizzazione di opere di connessione relative a impianti di distribuzione sono in ogni caso comunicate nell'ambito di appositi incontri periodici congiunti.</p>	Interventi per la Connessione alla RTN	1.3. CONNESSIONI ALLA RTN
2	<p>CP Saint Gobain: è in esercizio provvisorio con collegamento provvisorio da CP Caserta Sud.</p> <p>Riscontro Terna: L'intervento è presente nell'Allegato Connessioni al PdS in attesa del completamento del collegamento definitivo.</p>	Interventi per la Connessione alla RTN	1.3. CONNESSIONI ALLA RTN

⁷ Specificare il documento a cui si riferisce ciascuna osservazione e, ove applicabile, il relativo paragrafo (o altro riferimento)

3	<p>CP Caloveto: è in esercizio con un solo collegamento AT.</p> <p>Riscontro Terna: L'intervento è presente nell'Allegato Connessioni al PdS in attesa del completamento del collegamento definitivo.</p>	Interventi per la Connessione alla RTN	1.3. CONNESSIONI ALLA RTN
4	<p>Due nuovi Trasformatori RTN AT/MT nella SE RTN di Rotonda (cod. 1239CRT): già in Esercizio.</p> <p>Riscontro Terna: L'intervento è correttamente riportato tra le opere RTN ultimate nel 2018.</p>	Interventi per la Connessione alla RTN	1.3. CONNESSIONI ALLA RTN
5	<p>Mancanza inserimento nell'allegato connessioni degli interventi atti alla connessione della nuova CP Partanna.</p> <p>Riscontro Terna: Nell'ambito delle attività di coordinamento con i distributori finalizzate a garantire adeguati livelli di interoperabilità tra le reti di distribuzione e la Rete di Trasmissione Nazionale, è emersa la necessità di procedere a ulteriori valutazioni in merito allo schema di connessione in precedenza accettato per la CP Partanna 2. Pertanto, a seguito della definizione dell'Allegato Connessioni al PdS, sono seguite attività volte alla modifica della soluzione di connessione.</p>	Interventi per la Connessione alla RTN	1.3. CONNESSIONI ALLA RTN
6	<p>Interventi sulla rete AT nell'area di Catania (identificativo PdS 611-P) à la soluzione di connessione risulta differente rispetto a quanto riportato nella STMG fornita per la CP S.G. La Punta</p> <p>Riscontro Terna: L'intervento non è presente nell'Allegato Connessioni al PdS. Nell'ambito delle attività di coordinamento con i distributori finalizzate a garantire adeguati livelli di interoperabilità tra le reti di distribuzione e la Rete di Trasmissione Nazionale, è emersa la necessità di aggiornare lo schema di connessione in precedenza accettato, per tener conto delle previsioni del Piano di Sviluppo Terna. Pertanto, a seguito della definizione dell'Allegato Connessioni al PdS, sono seguite attività volte alla modifica della soluzione di connessione.</p>	Interventi per la Connessione alla RTN	1.3. CONNESSIONI ALLA RTN

7	<p>Terna con comunicazione TE/2016/0007598 si manleva dalla responsabilità di eventuali problemi legati all'aumento dei prelievi della nostra CP di Melegnano fino alla realizzazione del potenziamento del collegamento "Lacchiarella-Pieve Emanuele", ma, ciononostante, non ha mai recepito tale intervento nei propri piani di sviluppo.</p> <p>Riscontro Terna: Nell'ambito delle attività di coordinamento con i distributori finalizzate a garantire adeguati livelli di interoperabilità tra le reti di distribuzione e la Rete di Trasmissione Nazionale, non è emersa da parte del distributore la necessità di inserimento degli interventi RTN nel piano Terna con orizzonte triennale. Le attività sono comunque già oggetto di approfondimento nell'ambito degli incontri periodici congiunti, successivi alla pubblicazione dell'Allegato al PdS. In generale, osservazioni di tal genere non rientrano nello scopo della consultazione al PdS.</p>		
8	<p>Terna con comunicazione TE/2016/0007597 si manleva dalla responsabilità di eventuali problemi legati all'aumento dei prelievi della nostra CP di Calvagese fino alla realizzazione del potenziamento del collegamento "Lonato-Desenzano", ma, ciononostante, non ha mai recepito tale intervento nei propri piani di sviluppo.</p> <p>Riscontro Terna: Nell'ambito delle attività di coordinamento con i distributori finalizzate a garantire adeguati livelli di interoperabilità tra le reti di distribuzione e la Rete di Trasmissione Nazionale, non è emersa da parte del distributore la necessità di inserimento degli interventi RTN nel piano Terna con orizzonte triennale. Le attività sono comunque già oggetto di approfondimento nell'ambito degli incontri periodici congiunti, successivi alla pubblicazione dell'Allegato al PdS. In generale, osservazioni di tal genere non rientrano nello scopo della consultazione al PdS.</p>		

9	<p>La CP MAZZANO è in servizio dal 10/1/2007 ed è allacciata provvisoriamente dalla linea AT 132 kV n°115 di proprietà della società ITALGEN (rete senza obbligo di connessione di terzi). L'allacciamento definitivo era previsto in precedenti piani mediante due nuovi elettrodotti RTN. L'STMG (80025024) in questione è stata accettata nell'agosto 2009. Dai piani di sviluppo di Terna è stato stralciato, e considerato decaduto, nonostante vari solleciti da parte Enel. Si ritiene opportuno il reinserimento nel fascicolo "interventi per la connessione alla RTN".</p> <p>Riscontro Terna: Nell'ambito delle attività di coordinamento con i distributori finalizzate a garantire adeguati livelli di interoperabilità tra le reti di distribuzione e la Rete di Trasmissione Nazionale, non è emersa da parte del distributore la necessità di inserimento degli interventi RTN nel piano Terna con orizzonte triennale. Le attività sono comunque già oggetto di approfondimento nell'ambito degli incontri periodici congiunti, successivi alla pubblicazione dell'Allegato al PdS.</p>		
10	<p>La CP GROPELLO è in servizio dall'anno 2000 con connessione in antenna a RTN. Si è in attesa della realizzazione della seconda linea AT. Tale seconda alimentazione AT è presente in tutti i PdS dal 2004 al 2014, compreso quello del 2009 (Tabella 10 Connessione CP Distribuzione) che, all'indomani della cessione delle linee AT del 1.4.09, era stato assunto a riferimento per gli impegni di allacciamento presi da Terna nei nostri confronti. Dai piani di sviluppo di Terna è stato stralciato, nonostante vari solleciti da parte Enel. Si ritiene opportuno il reinserimento nel fascicolo "interventi per la connessione alla RTN".</p> <p>Riscontro Terna: L'allegato al PdS comprende l'elenco della Cabine Primarie, prevalentemente passive, la cui soluzione di connessione rilasciata da Terna è stata accettata dal Distributore. Nel caso specifico, non risulta accettazione della soluzione fornita nel 2014. Nell'ambito delle attività di coordinamento con i distributori finalizzate a garantire adeguati livelli di interoperabilità tra le reti di distribuzione e la Rete di Trasmissione Nazionale, non è inoltre emersa da parte del distributore la necessità di inserimento degli interventi RTN nel piano Terna con orizzonte triennale.</p>		
ANIE			

1	<p>Nel paragrafo 1.8.1.1 nel progetto SMARTNET non si indicano i partner tecnologici, mentre vengono indicati nel progetto OSMOSE: si richiede che tali informazioni siano rese disponibili.</p> <p>Riscontro Terna: In merito al progetto SMARTNET le informazioni sui partner sono consultabili al sito internet del progetto (http://smartnet-project.eu/)</p>		
2	<p>Capitolo 1: si richiede di sintetizzare notevolmente i contenuti del capitolo, descrivendo solo le novità (resilienza, nuovi indici, etc)</p> <p>Riscontro Terna: Si coglie lo spunto riguardo la semplificazione dei contenuti del Piano. Si valuterà nelle successive edizioni una modalità di rappresentazione appropriata.</p>		
3	<p>A livello generale, considerato l'attuale permanere della cadenza annuale della consultazione del PdS di Terna, occorre ripensare la struttura dei documenti eliminando ogni forma di ripetizione, sintetizzando le informazioni di carattere strutturale e privilegiando le variazioni e le novità rispetto ai piani precedenti. A titolo di esempio per il cap. 2, fino al paragrafo 2.6, molti contenuti sono ripetuti</p> <p>Riscontro Terna: Si coglie lo spunto riguardo la semplificazione dei contenuti del Piano. Si valuterà nelle successive edizioni una modalità di rappresentazione appropriata.</p>		