

**Format per la raccolta delle osservazioni
sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno
2023 e documenti di accompagnamento**

Quesiti post sessione pubblica (inviati entro il 16 ottobre 2023)

Società / Ente / Associazione / Organismo:

- AIGET
- EDISON
- ELETTRICITÀ FUTURA
- ENEL ITALIA SPA
- ENERGIA LIBERA
- ENI
- ENEL PRODUZIONE
- LIGHTSOURCE
- OMNIA
- UNIEM

Spunto S1. Osservazioni sulle **modalità di predisposizione** dello schema di Piano di sviluppo, sul coinvolgimento degli *stakeholder* (inclusi i promotori di *merchant line* e organizzazioni non governative) da parte di Terna.

Osservazioni sulle **modalità di consultazione** dello schema di Piano di sviluppo da parte dell'Autorità e relativa sessione pubblica di presentazione e discussione.

OSSERVAZIONE S1.1

- **EDISON**
- **ENERGIA LIBERA**

Si esprime un generale apprezzamento per le modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo (PdS). In particolare, si apprezza il lungo periodo di consultazione previsto, necessario per un'analisi approfondita dei contenuti del Piano.

Riscontro

Si ringraziano gli operatori per il giudizio positivo in merito al processo di consultazione del Piano.

OSSERVAZIONE S1.2

- **ELETTRICITÀ FUTURA**
- **ENEL ITALIA SPA**

1. Cogliamo l'occasione offerta da questa consultazione per evidenziare come il **passaggio da una frequenza annuale ad una frequenza biennale** di elaborazione del Piano di Sviluppo, da un lato offre sicuramente vantaggi in termini di processo di elaborazione da parte del TSO e condivisione con gli operatori, snellendo peraltro il processo di autorizzazione, ma dall'altro rischia di non "catturare" modifiche di contesto che potrebbero emergere con una frequenza

maggiore rispetto a quella biennale (si consideri ad esempio l'incremento degli obiettivi rinnovabili, i fenomeni intervenuti tra un aggiornamento e il successivo, come ad esempio la tabella 3 Appendice - Interventi per la connessione alla RTN del documento "Evoluzione Rinnovabile e Interventi di Connessione" e il documento "Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti" delle aree Centro-Sud, Nord-Est e Nord-Ovest). Per ulteriori approfondimenti si rimanda allo spunto S2.

2. In generale, apprezziamo l'impegno di Terna finalizzato al costante miglioramento della quantità, qualità di informazioni e valutazioni presentate nel Piano. Come meglio evidenziato nei successivi spunti di consultazione, riteniamo comunque che **alcuni aspetti complessivi possano essere maggiormente analizzati e dettagliati**: ad esempio **l'analisi costi benefici delle opere che costituiscono il progetto HyperGrid, andrebbe resa coerente con le modalità di presentazione delle istanze autorizzative delle singole opere**. Per quanto, durante il seminario, Terna abbia indicato l'intenzione di avviare l'autorizzazione seguendo un "approccio di portfolio progettuale modulare", ha anche precisato che tale approccio potrebbe cambiare a valle degli studi di prefattibilità. Quindi, a titolo di esempio, se l'iter autorizzativo dell'HVDC Foggia-Forlì verrà, a valle degli studi di prefattibilità, avviato distintamente per le tre sezioni che lo caratterizzano (Foggia - Villanova, Villanova - Fano e Fano - Forlì), allo stesso modo sarebbe opportuno, per coerenza, **avere un'analisi CBA per ognuna delle tre sezioni con iter avviato così da poter apprezzare l'impatto di ogni singola opera rispetto allo sviluppo modulare**. Un altro esempio della necessità di maggiore analisi riguarda l'ambito della regolazione di tensione e in particolare il mancato incremento della potenza reattiva da dispositivi sia statici che dinamici, per i quali si rimanda allo spunto S7.
3. In merito al coordinamento con altri piani di sviluppo o documenti relativi allo sviluppo della rete elettrica, sarebbe opportuno rappresentare 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; in tale ambito sarebbe opportuno indicare anche **come si integrano gli interventi previsti nel Piano di Sviluppo con quelli inclusi nel Piano di Difesa**. La mancanza di queste informazioni rappresenta infatti un gap conoscitivo rilevante per la pianificazione da parte degli operatori delle proprie attività.
4. Infine, riteniamo importante sottolineare che gli interventi che prevedano **impatti sulla rete del DSO**, prima di essere inseriti all'interno del PdS, devono necessariamente essere condivisi con lo stesso distributore, coinvolgendolo durante la predisposizione del Piano, attraverso un'attività di concertazione formale volta a valutarne l'effettiva realizzabilità in termini tecnici.

Riscontro

1. *Gli scenari energetici sono elaborati con cadenza biennale ai sensi delle Delibere 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas e sono funzionali al Piano di Sviluppo e all'Analisi Costi-Benefici dei principali interventi. Eventuali aggiornamenti derivanti dal contesto energetico, normativo e regolatorio che dovessero emergere nell'anno in cui non è prevista la pubblicazione degli scenari, sono considerati, se consolidati (ad esempio a conclusione di processi di consultazione), nella prima edizione del Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) disponibile e per l'aggiornamento delle Analisi Costi-Benefici. Al contrario si rischia di tornare ad una scadenza annuale di scenario e di piano.*
2. *Gli interventi Hypergrid sono stati pianificati tramite un approccio modulare propedeutico alla loro realizzazione in step successivi e il loro sviluppo avrà luogo in funzione dell'effettivo sviluppo e localizzazione degli impianti da fonte rinnovabile previsti dagli scenari energetici*

nazionali. Al fine di ottenere la giusta flessibilità rispetto alle differenti necessità del sistema elettrico nazionale, in funzione dell'effettiva realizzazione e distribuzione geografica dei nuovi impianti FER, le nuove opere di trasmissione Hypergrid saranno infatti comunque progettate e avviate in iter autorizzativo in modo da disporre di un portafoglio di opere che possano essere realizzate in coerenza con l'effettiva evoluzione degli scenari.

3. Le analisi costi benefici sono svolte a livello di intervento complessivo (insieme di opere) in quanto è la realizzazione dell'intervento che consente il raggiungimento del beneficio per il sistema elettrico.
4. Ad oggi, le disposizioni ministeriali (art. 11 DM del 20 Aprile 2005, così come modificato dal DM del 15 dicembre 2010) prevedono che Terna entro il 31 Maggio di ogni anno presenti al MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) per l'approvazione, il **programma quadriennale per l'adeguamento ed il miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico** (così Piano Sicurezza). Su tutti i progetti del Piano Sicurezza, non sono effettuate valutazioni ed analisi costi/benefici, come previsto dal processo di predisposizione definito dal DM di cui sopra. Ad ogni modo nel Piano di Sviluppo, ed in particolare, nel Fascicolo 3 e nella Sintesi tabellare del PdS, sono presenti i dettagli sulle installazioni delle macchine per la regolazione della tensione e per la compensazione della potenza reattiva.
5. In merito al **coordinamento TSO-DSO**, Terna, tenendo conto in fase di pianificazione delle condizioni attuali e previsionali della rete, individua l'esigenza elettrica, ed a fronte di essa definisce un intervento di sviluppo nel proprio Piano. Tale esigenza, generalmente discussa con il DSO, si tradurrà, a valle delle opportune verifiche tecniche, in un progetto condiviso con il DSO. Qualora, a fronte di un esame congiunto, non fosse possibile la realizzazione dell'intervento identificato come ottimale, di comune accordo con il DSO, Terna individua alternative progettuali.

Spunto S2. Osservazioni sul **“Documento di descrizione degli scenari”** (di agosto 2022) predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas, sul capitolo 5 “Scenari” del **documento “Lo stato del sistema elettrico”** (pp. 78-91), sul **documento “Evoluzione rinnovabile e interventi di connessione”**, e sull'identificazione degli scenari a cui è applicata l'analisi costi benefici dello schema di Piano di sviluppo 2023.

Osservazioni riguardanti la correlazione e coerenza tra i documenti di scenario sopra richiamati e le ipotesi e gli scenari adottati a livello europeo (es. **scenari TYNDP di ENTSO-E e ENTSOG**) e a livello nazionale nel settore energetico.

Osservazioni sulla disponibilità e fruibilità dei **dati di scenario** (cfr. documenti suddetti e file zip/xls resi disponibili in sede di consultazione).

OSSERVAZIONE S2.1

- **AIGET**
- **EDISON**
- **ENERGIA LIBERA**

Accogliamo con favore l'utilizzo degli scenari elaborati a livello europeo da ENTSO-E in collaborazione con ENTSO-G per la predisposizione dei piani decennali di sviluppo delle reti elettriche e gas europee (TYNDP). Accogliamo inoltre positivamente la predisposizione in forma coordinata tra Terna e SNAM degli scenari di sviluppo comuni in ottica di un maggiore coordinamento tra lo sviluppo della rete di trasmissione elettrica e quella di trasporto del gas.

Sottolineeremmo tuttavia anche l'importanza e la necessità di un futuro aggiornamento degli scenari

considerati che rispecchino le ultime evoluzioni degli obiettivi di politica energetica e ambientale nazionale (come per esempio l'aggiornamento del PNIEC, il DM Aree Idonee...).

Sarebbe in tal senso in particolare necessario **fornire diverse ipotesi sulla distribuzione attesa su base zonale delle nuove FER**, ipotesi che tengano conto non solo dei dati di sistema aggiornati (richieste di connessione/autorizzazioni) ma anche degli sviluppi normativi (come, per esempio, in tema di burden sharing tra le regioni), allineando di conseguenza anche il fabbisogno di capacità di accumulo.

Lo sviluppo infrastrutturale previsto da Terna nel Piano 2023 tiene conto, infatti, dello scenario congiunto Snam-Terna (2022), in cui la distribuzione zonale della nuova capacità FER è ipotizzata in linea con le richieste di connessione di rete e quindi molto più concentrata nelle regioni del Mezzogiorno. Di contro, lo scenario propostoci dal PNIEC aggiornato/Burden Sharing (bozza DM Aree Idonee) ipotizzerebbe invece una diversa distribuzione territoriale della nuova capacità FER, che risulterebbe tra l'altro più equamente distribuita sul territorio nazionale.

Lo scenario utilizzato nel PdS implicherebbe quindi un fabbisogno potenzialmente maggiorato di capacità interzonale, rappresentando di conseguenza una valorizzazione eccessiva dei benefici degli interventi legati al progetto Hypergrid, se dovesse invece realizzarsi una ripartizione più equa dei nuovi impianti FER sul territorio nazionale.

Riterremo pertanto necessario che **Terna chiarisca come ed in che termini terrà conto dei nuovi indirizzi di politica energetica nella definizione degli sviluppi infrastrutturali**, ad esempio integrando l'attuale piano con ulteriori analisi di sensitività. Più in particolare, in occasione del seminario di presentazione del 2 ottobre Terna ci ha sottolineato come **una diversa ripartizione territoriale dei nuovi impianti FER avrebbe un impatto soprattutto in termini di fabbisogno di capacità di accumulo**. Sarebbe quindi utile che Terna illustrasse l'evoluzione di tale fabbisogno e della ripartizione ottimale della capacità di accumulo alla luce di questo ulteriore scenario di evoluzione degli impianti FER.

Riscontro

Gli scenari energetici sono elaborati con cadenza biennale ai sensi delle Delibere 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas e sono funzionali al Piano di Sviluppo e all'Analisi Costi-Benefici dei principali interventi. Eventuali aggiornamenti derivanti dal contesto energetico, normativo e regolatorio che dovessero emergere nell'anno in cui non è prevista la pubblicazione degli scenari, sono considerati, se consolidati (ad esempio a conclusione di processi di consultazione), nella prima edizione del Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) disponibile, e per l'aggiornamento delle Analisi Costi-Benefici.

Analogamente, elementi come il PNIEC e DM Aree Idonee saranno opportunamente considerati nella prossima edizione del DDS, e di conseguenza nel Piano di Sviluppo.

OSSERVAZIONE S2.2

- **ELETTRICITÀ FUTURA**
- **ENEL ITALIA SPA**

1. Secondo l'ultima bozza del DM Aree Idonee, a disposizione, la distribuzione geografica del nuovo installato FER in Italia sarebbe diversa rispetto a quella prospettata negli scenari illustrati nel DDS 2022. A fronte di ciò, nel **Documento di Descrizione degli Scenari** riterremo necessaria una **maggiore condivisione delle ipotesi e un maggior dettaglio nella caratterizzazione delle variabili: ripartizione zonale della produzione rinnovabile, ripartizione dell'import sulle varie frontiere, rendimento medio del parco termoelettrico, ecc.** Si ritiene inoltre utile disporre del dettaglio dell'evoluzione delle variabili del sistema elettrico (ad es. domanda, capacità installata del parco di generazione, bilancio energia ecc.) con dettaglio annuale. Al fine di garantire una maggiore fruibilità dei dati si potrebbero prevedere

soluzioni di visualizzazione interattiva (e.g. Power BI).

2. Consideriamo importante che per la predisposizione dei futuri PdS Terna utilizzi gli scenari più aggiornati a disposizione di distribuzione della nuova potenza FER. Chiediamo inoltre che, nel caso di scenari diversi (come prima evidenziato) si evidenzi la diversa distribuzione della capacità di accumulo necessaria e di come essa impatterebbe sulle necessità di sviluppo/rafforzamento della RTN. Se possibile, chiediamo a Terna di fornire già da ora, integrando la documentazione sottoposta a consultazione, un'analisi sulla diversa **localizzazione del fabbisogno di accumulo allineata alle prospettive di distribuzione geografica delle FER indicate nel DM Aree Idonee ed eventualmente anche gli impatti della stessa sulla RTN.**
3. Apprezziamo lo sforzo profuso da Terna nella descrizione dell'evoluzione della capacità rinnovabile e degli interventi di connessione, su tutti la pubblicazione della nuova piattaforma **"EConnexion"** per la quale sarebbe opportuno disporre anche di informazioni relative agli andamenti degli iter di connessione dei sistemi di accumulo, predisponendo per queste ultime una frequenza di pubblicazione mensile anziché trimestrale.
4. I dati di scenario sono molto utili per poter effettuare le proprie valutazioni. Auspichiamo quindi che per i prossimi PdS il set informativo messo a disposizione degli operatori sia ancora più ricco e approfondito. A partire dal 2021, la pubblicazione del Piano di Sviluppo avviene con cadenza biennale. Contestualmente l'esigenza di adeguamento del framework regolatorio e/o l'aggiornamento di scenari di policy e/o ritardi nei tempi di sviluppo delle opere, determinano spesso significative **discontinuità del contesto**, creando un asincronismo rispetto alle ipotesi utilizzate nel Piano, rendendo superata la valutazione CBA (per esempio l'eventuale definizione dello scenario PNIEC o uno sviluppo differente di sistemi d'accumulo legato alla localizzazione delle FER). Per queste ragioni sarebbe opportuno che, negli anni in cui non è prevista la pubblicazione del Piano di Sviluppo (es. il 2024), il TSO possa pubblicare un fascicolo integrativo al Piano con una descrizione dei principali impatti che lo sviluppo regolatorio o gli scenari di policy aggiornati comportano sulla necessità di sviluppo rete (in particolare sensitivities sulle ACB condotte sui singoli interventi infrastrutturali); in tale ambito è necessario implementare quanto previsto dalla Delibera ARERA 015/2023 e dal cap. 10 del DCO 422/2022 in merito alla pubblicazione annuale delle schede di intervento, al fine di disporre di indicazioni sullo stato di avanzamento aggiornato delle varie opere incluse nel Piano di Sviluppo.
5. Nell'ambito dell'identificazione degli scenari a cui è applicata **l'analisi costi benefici**, si ritiene opportuno considerare anche i progetti di **interconnessione "merchant line"** in stato di sviluppo avanzato e per cui sono previste attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale, in linea con quanto applicato già per i progetti di interconnessione regolata. Per ulteriori approfondimenti rimandiamo allo Spunto S10.
6. Segnaliamo, che l'articolo 23 comma 5 del D.Lgs 210/2021 sugli obblighi inerenti alle funzioni e responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione in merito ai piani di sviluppo, stabilisce che i piani di sviluppo siano predisposti in coordinamento ed in coerenza con il piano di sviluppo del Gestore della rete di trasmissione nazionale. Ciò premesso, rinnoviamo l'esigenza del **coinvolgimento del DSO** fin dalle prime fasi per una definizione congiunta degli scenari che devono essere utilizzati per la redazione dei rispettivi PdS. Proponiamo altresì un maggiore dettaglio in termini di localizzazione, e con orizzonte temporale intermedio (quinquennale) oltre alla messa a disposizione dei distributori di una documentazione di dettaglio circa le previsioni elaborate dai suddetti scenari (ex. File excel).
7. Un'ultima osservazione riguarda il **Mercato della Capacità**: chiediamo a Terna di esplicitare con che criterio i nuovi progetti del PdS RTN potranno essere contabilizzati all'interno delle eventuali prossime aste del Mercato della Capacità per il calcolo del fabbisogno di capacità da approvvigionare.

Riscontro

1. Si ringrazia per l'osservazione fornita in merito alla condivisione all'interno del **Documento di Descrizione degli Scenari** di un maggior dettaglio nella caratterizzazione delle variabili (ripartizione zonale della produzione rinnovabile, ripartizione dell'import sulle varie frontiere, rendimento medio del parco termoelettrico, ecc.), e del dettaglio dell'evoluzione delle variabili del sistema. Si valuterà eventualmente l'inserimento di tali informazioni aggiuntive nella prossima edizione del documento.
2. Come evidenziato nello studio sulle tecnologie di riferimento per lo stoccaggio di energia elettrica, il **fabbisogno effettivo di nuova capacità di stoccaggio** ai sensi del nuovo meccanismo accumuli verrà rivalutato in funzione dello sviluppo effettivo e della localizzazione geografica delle FER nel territorio italiano.
3. In riferimento all'estensione delle informazioni in essere nella piattaforma **Econnexion** anche ai sistemi di accumulo, si condivide tale utilità; pertanto, verrà presa in considerazione la possibilità di aggiornare la piattaforma in tal senso e si valuterà l'ipotesi di revisionare la frequenza di pubblicazione.
4. Gli **scenari energetici** sono elaborati con cadenza biennale ai sensi delle Delibere 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas. Eventuali aggiornamenti derivanti dal contesto energetico, normativo e regolatorio che dovessero emergere nell'anno in cui non è prevista la pubblicazione degli scenari, verranno considerati nella prossima edizione del Documento di Descrizione degli Scenari.
5. I progetti d'iniziativa privata rappresentano un elemento di particolare complessità e sono caratterizzati da notevole incertezza in merito ai tempi di realizzazione, essendo l'investimento vincolato ad una valutazione tecnica ed economica in capo all'investitore privato. La Delibera 674/2018/I/EEL ARERA individua come prioritari i **progetti merchant lines** che sono inclusi nella lista PCI o hanno già ricevuto un'esenzione in accordo al Regolamento (CE) 943/2019.
6. Relativamente al **coinvolgimento dei DSO** nella definizione congiunta degli scenari che devono essere utilizzati per la redazione dei rispettivi PdS, si procederà in analogia al DDS '22 con delle sessioni di lavoro dedicate agli stessi DSO.
7. Per le **aste Capacity Market**, si fa riferimento alle Disposizioni tecniche di funzionamento e rispettivi allegati che Terna pubblica prima dello svolgimento dell'asta.

OSSERVAZIONE S2.3

- **ENI**

In merito al documento “Evoluzione rinnovabile e interventi di connessione” e nello specifico al cap. 2.5 “Analisi delle aree non vincolate e localizzazione delle richieste di connessione FER” e al cap. 2.6 “Stato delle richieste di connessione eolico off-shore”, riteniamo utile la **condivisione delle ipotesi e un maggior dettaglio nella caratterizzazione delle variabili**, specialmente riguardo alla **distribuzione territoriale della produzione rinnovabile e del fabbisogno dei sistemi di accumulo e agli impatti di eventuali sviluppi infrastrutturali addizionali**, in coerenza con quanto in discussione per la definizione del DM Aree Idonee e del Piano di Gestione Spazio Marittimo.

Riscontro

Gli scenari energetici sono elaborati con cadenza biennale ai sensi delle Delibere 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas. Eventuali aggiornamenti derivanti dal contesto energetico, normativo e regolatorio che dovessero emergere nell'anno in cui non è prevista la pubblicazione degli scenari, verranno considerati nella prossima edizione del Documento di Descrizione degli Scenari coerentemente con lo stato dell'aggiornamento e con i tempi necessari allo svolgimento delle analisi.

Le variabili rappresentate nel documento citato, in particolare la distribuzione territoriale, si riferiscono alle informazioni fornite dagli utenti in fase di richiesta della connessione. Eventuali valutazioni svolte nella fase di redazione del presente Piano di Sviluppo sono antecedenti alla definizione delle Aree Idonee e del Piano di Gestione dello Spazio Marittimo, per i quali si attende ancora l'ufficializzazione e la pubblicazione; si terrà, quindi, conto di tali aspetti nelle prossime valutazioni.

OSSERVAZIONE S2.4

- LIGHTSOURCE

Con riferimento alle previsioni di efficientamento del sistema elettrico introdotte dalla Delibera ARERA 18 ottobre 2021 439/2021/R/eel che ha verificato positivamente la nuova versione dell'**Allegato A.2 al Codice di Rete** che introduce **una nuova soluzione tecnica di connessione a 36 kV** per la connessione degli impianti di produzione alla Rete di Trasmissione Nazionale, trascorsi ormai due anni dal provvedimento, si osserva che nel presente PdS 2023 le informazioni relative all'avanzamento ed all'efficacia delle soluzioni di connessione a 36kV sono estremamente ridotte e totalmente insufficienti a fornire giusta informazione agli operatori sullo stato di avanzamento del progetto.

In particolare, nel PdS non si rinviene alcuna menzione circa (1) l'entità delle Stazioni a 36kV attualmente in fase di progettazione, (2) l'entità delle Stazioni a 36kV attualmente in fase autorizzativa o costruttiva.

Mancano inoltre informazioni ed aggiornamenti riguardanti lo sviluppo del mercato delle forniture di componenti e apparecchiature per la realizzazione di sistemi di connessione a 36 kV. Mancano inoltre informazioni circa il necessario avanzamento dello sviluppo normativo IEC e CEI riguardante i sistemi elettrici aventi tensione nominale 36kV.

Riscontro

Il nuovo standard di connessione a 36 kV ha rappresentato uno degli elementi di novità introdotti nel Piano di Sviluppo 2023, primo piano pubblicato a valle della sua introduzione. In particolare, nell'allegato "Evoluzione Rinnovabile e interventi di Connessione" sono stati sintetizzati i razionali che hanno portato alla definizione del nuovo standard. Gli interventi per la connessione alla RTN per gli impianti FER elencati nel citato allegato, si riferiscono esclusivamente ad opere che hanno già ottenuto il titolo autorizzativo.

Non si evidenziano ad oggi Stazioni a 36 kV autorizzate, pertanto, il grado di dettaglio fornito per le Stazioni a 36 kV è coerente con quanto rappresentato per le soluzioni ad altri livelli di tensione. Maggiori dettagli relativi all'entità delle stazioni o alla fase di progettazione sono resi disponibili in fase di Tavolo Tecnico o sul portale MyTerna in riferimento alle singole pratiche interessate.

Temi quali lo sviluppo del mercato delle forniture di componenti e apparecchiature e l'avanzamento dello sviluppo normativo sono in fase di approfondimento, ma esulano dallo scopo del Piano di Sviluppo.

OSSERVAZIONE S2.5

- ENEL PRODUZIONE

Cogliamo l'occasione offerta dalla presente consultazione per evidenziare la **difformità relativa alla distribuzione geografica del nuovo installato FER in Italia prospettata nel Documento di Descrizione degli Scenari 2022 rispetto ai dati illustrati nell'ultima bozza del DM Aree Idonee**. Stante la presenza di scenari incongruenti, siamo a chiedere a Terna la **pubblicazione di un'apposita analisi che evidenzi la diversa localizzazione del fabbisogno di accumulo in base alla distribuzione geografica delle FER**, così come indicato nel DM Aree Idonee, nonché gli impatti che quest'ultima determinerebbe sulla necessità di rafforzare la RTN.

A tal fine, si ritiene inoltre utile che Terna possa condividere maggiori dettagli sull'evoluzione delle variabili del sistema elettrico con granularità annuale così da evitare di tralasciare modifiche di contesto che potrebbero emergere con maggior frequenza rispetto a quella biennale. In tal senso, riterremmo necessaria una maggiore condivisione delle previsioni nonché un maggior dettaglio nella rappresentazione delle variabili, quali: la ripartizione della produzione da FER, il rendimento medio del parco termoelettrico, la ripartizione dell'import, ecc. Per le ragioni su esposte, **si ritiene opportuno che Terna, negli anni in cui non è prevista la pubblicazione del PdS (es. nel 2024), pubblichi un set informativo integrativo che descriva i principali impatti che lo sviluppo regolatorio potrebbe comportare sulla necessità di sviluppo della RTN.**

Riscontro

Gli scenari energetici sono elaborati con cadenza biennale ai sensi delle Delibere 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas. Eventuali aggiornamenti derivanti dal contesto energetico, normativo e regolatorio che dovessero emergere nell'anno in cui non è prevista la pubblicazione degli scenari, verranno considerati nella prossima edizione del Documento di Descrizione degli Scenari.

Il recente aggiornamento del PNIEC (attualmente in fase di consultazione) e la bozza del DM Aree Idonee sono successivi alla pubblicazione del Documento di descrizione degli Scenari 2022, pertanto saranno considerati, coerentemente con il loro stato di maturità, per la predisposizione del prossimo Documento di Descrizione degli Scenari.

Spunto S3. Osservazioni sul **“Documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici applicata al Piano di sviluppo 2023”**, e sugli aggiornamenti delle stime di costo effettuate da Terna, anche in relazione ai recenti incrementi dei costi di realizzazione delle infrastrutture elettriche.

OSSERVAZIONE S3.1

- AIGET
- EDISON
- ENERGIA LIBERA

Il documento metodologico dovrebbe includere informazioni puntuali e di dettaglio in merito ai **costi di tutti gli elementi di sistema, inclusi per esempio FACTS, condensatori, DTR, PMU...** Allo stesso tempo, anche per rendere il report esaustivo e trasparente, riterremmo che questo debba contenere anche **l'analisi costi/benefici dei dispositivi contenuti nel Piano di Difesa.**

Riscontro

Terna nel Documento Metodologico per l'applicazione dell'ACB, allegato al Piano di Sviluppo, indica tutti i costi di realizzazione delle opere standard sottese al Piano di Sviluppo (intendendo per opere standard quelle opere caratterizzate da un accettabile livello di standardizzazione progettuale). Tra le opere standard sono presenti e rappresentati i principali dispositivi di compensazione come compensatori e reattori.

Per quanto riguarda i FACTS, in particolare gli STATCOM, dato l'avanzamento ed il perimetro del progetto complessivo, i relativi costi sono stati definiti su analisi specifiche, tenuto conto anche del poco ampio mercato di riferimento. Ad oggi, si può indicare che per ogni dispositivo il costo sia di circa 20 Mln€.

Evidenziamo, infine, che, sui progetti del Piano Sicurezza non sono effettuate valutazioni ed analisi costi/benefici, essendo il relativo processo di predisposizione ed aggiornamento definito dal DM del 20 Aprile 2005, così come modificato dal DM del 15 dicembre 2010.

OSSERVAZIONE S3.2

- **ELETTRICITÀ FUTURA**
- **ENEL ITALIA SPA**

1. Come osservato anche nella consultazione pubblica sul PdS precedente, è necessaria una maggiore **condivisione delle ipotesi e una più dettagliata quantificazione, soprattutto nella sintesi tabellare degli interventi, delle variabili utilizzate per la stima dei benefici dei diversi interventi oggetto del Piano di Sviluppo**. Sarebbero utili più informazioni sulle ipotesi di ogni scenario e sui risultati parziali in modo tale da consentire agli operatori di ricostruire l'esatta quantificazione dei benefici per ciascuno scenario e anno orizzonte. In particolare, sulle ipotesi di scenario, ad integrazione di quanto già descritto nella risposta allo spunto S2, sarebbe utile fornire informazioni circa **interazione tra rete di trasmissione e distribuzione sul mercato dei servizi e livello di partecipazione di impianti rinnovabili alla regolazione di sistema** (considerata anche l'evoluzione tecnologica ipotizzata sui sistemi di elettronica di potenza associati e della diffusione di soluzioni impiantistiche ibride con sistemi di accumulo).
2. Mentre, rispetto ai risultati parziali che permettono la stima dei benefici riteniamo opportuno un **maggior dettaglio relativamente alla produzione per fonte, alle quantità movimentate in MSD** (anche in relazione alla riduzione registrata nel 2022, indicando se e in che misura se ne tenga conto ai fini dell'analisi costi benefici) **ed impatto delle modifiche di mercato in essere** (TERRE, PICASSO e approvvigionamento asimmetrico secondaria) **e previste** (MARI).
3. Sarebbe inoltre opportuno disporre di **sensitivity rispetto allo scenario commodity** considerato, ad esempio per valutare gli effetti di situazioni particolarmente tese in termini di costo o disponibilità di sourcing gas e litio.
4. Il **documento metodologico** dovrebbe includere informazioni puntuali e di dettaglio in merito ai costi di tutti gli elementi di sistema, inclusi dunque per esempio: FACTS, condensatori, DTR, PMU, ecc. Relativamente al costo dei compensatori sincroni, non è chiaro se, per ricostruire il costo complessivo di un'installazione si debbano sommare le voci di costo delle tabelle 11 e 12. Vista l'importanza e la dimensione dello sviluppo programmato per questi dispositivi, chiediamo che si inserisca una tabella specifica con il dettaglio di tutte le voci che caratterizzano il costo di un'installazione, per esempio: costo dispositivo, costo degli elementi di stazione, opere edili, volano (indicando chiaramente se già incluso nel costo del compensatore sincrono), etc.
5. In merito al coordinamento con altri piani di sviluppo o documenti relativi allo sviluppo della rete elettrica, sarebbe opportuno rappresentare anche l'**analisi costi/benefici** degli 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. La mancanza di queste informazioni rappresenta infatti un gap conoscitivo rilevante per la pianificazione da parte degli operatori delle proprie attività.

6. Inoltre, non è chiaro come siano **valorizzati i benefici** nell'intervallo **tra il secondo anno studio e la fine vita utile dell'impianto**.

Riscontro

1. Per quanto riguarda le ipotesi e le variabili considerate nel **calcolo dei benefici** degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2023, per tutti i dettagli si rimanda al Documento Metodologico per l'applicazione dell'Analisi Costi-Benefici. Le informazioni sulle ipotesi di ogni scenario sono definite nel Documento di Descrizione degli Scenari.
2. Cogliamo lo spunto fornito dalle osservazioni al fine di valutare la possibilità di includere **maggiori dettagli** all'interno delle schede intervento.
3. Le **sensitivity** relative ai valori di IUS e VAN vengono svolte, per gli interventi "più rilevanti", come da Documento Metodologico per l'Applicazione dell'ACB, facendo variare di una specifica percentuale sia il costo di investimento stimato che il beneficio prevalente dell'intervento, con l'obiettivo di valutare gli impatti di queste variazioni sulle ACB in ottica di una maggiore robustezza dei risultati.
4. I **costi di investimento degli STATCOM**, dato l'avanzamento ed il perimetro del progetto complessivo, sono stati definiti su analisi specifiche, tenuto conto anche del poco ampio mercato di riferimento: ad oggi si può comunque indicare che il costo di ogni dispositivo sia di circa 20 Mln€. Per i costi dei compensatori confermiamo che gli stessi sono pari a 27 Mln€ per la macchina singola da 250 MVA e 45 Mln€ per l'installazione di 2 macchine sempre da 250 MVA.
5. Per quanto riguarda il **Piano Sicurezza**, i principali progetti per la regolazione della tensione e la rimozione dei vincoli di rete, sono rappresentati nel Fascicolo 3 e nella Sintesi tabellare del Piano di Sviluppo, ma sugli stessi, così come su tutti i progetti del Piano Sicurezza, non sono effettuate valutazioni ed analisi costi/benefici, essendo il relativo processo di predisposizione definito dal DM del 20 Aprile 2005, così come modificato dal DM del 15 dicembre 2010.
6. In merito ai **benefici monetizzati**, questi sono conteggiati per il calcolo dello IUS e del VAN a partire dall'anno successivo l'entrata in esercizio stimata per l'intervento e calcolati secondo le seguenti regole d'interpolazione:
 - per l'intervallo compreso tra la data prevista di completamento e il primo anno studio (estremi compresi): valore dei benefici ottenuto per il primo anno studio;
 - per l'intervallo o gli intervalli compresi tra due anni studio (estremi esclusi): interpolazione lineare dei benefici ottenuti nei due anni studio;
 - per l'intervallo successivo all'ultimo anno studio considerato: valore dei benefici ottenuti nell'ultimo anno di studio considerato.

Per gli interventi che entrano in esercizio oltre il 2032, avendo assunto l'anno di entrata in esercizio convenzionale al 2035, i benefici saranno costanti in linea con il valore dell'ultimo anno studio.

Spunto S4. Osservazioni sul documento “Lo stato del sistema elettrico” dello schema di Piano di sviluppo 2023 e in particolare sugli aspetti di:

- analisi del mercato elettrico (capitolo 3);
- qualità del servizio (sezione 4.2);
- sicurezza, stabilità e robustezza di sistema (sezione 4.3).

Osservazioni sulle esigenze di sviluppo del sistema elettrico, come identificate sia nello schema del Piano di sviluppo 2023, sia nel rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, edizione 2023.

OSSERVAZIONE S4.1

- **AIGET**
- **EDISON**
- **ENERGIA LIBERA**
- **ENI**

1. Riterremmo necessario che all'interno della sezione “Analisi del mercato elettrico” Terna metta a disposizione ulteriori dettagli per quanto riguarda il **Mercato dei Servizi di Dispacciamento**, in quanto soggetto negli ultimi due anni a significative contrazioni di volumi delle selezioni effettuate sui mercati ex-ante ed in tempo reale. In merito riterremmo che vadano specificate in dettaglio anche nel PdS le azioni che hanno portato ad una tale riduzione. Infatti, nonostante l'analisi dei costi e dei volumi del MSD contiene molte più informazioni rispetto al passato, andrebbe a nostro parere integrata con:

- un dettaglio zonale dei prezzi MSD;
- un dettaglio zonale dei costi complessivi MSD e con un approfondimento ulteriore in merito alla componente “Altri servizi” (decisamente preponderante), eventualmente identificando ad esempio il contributo relativo alla regolazione terziaria di frequenza o alla regolazione di tensione;
- le evidenze del Mercato del Bilanciamento.

Inoltre, e sempre in relazione alla riduzione dei volumi movimentati su MSD registrata nel 2022, chiederemmo un chiarimento in merito alla discrepanza tra quanto indicoci nella Delibera ARERA 367/2023/R/eel, dove vengono indicati per lo stesso anno un totale di volumi a salire su MSD pari a 5,5 TWh, rispetto ai 9 TWh rappresentati nel Piano di Sviluppo.

2. Con riferimento al box di testo relativo al **Capacity Market** (pag 37), riteniamo utile che questo venga esteso riportando in esso maggiori informazioni, coerentemente con i contenuti dei report di adeguatezza fino ad ora pubblicati, in modo tale che il Piano di Sviluppo sia completo ed armonizzato alle altre pubblicazioni da parte di Terna. Da ultimo, occorre chiarire se il Piano di Sviluppo interiorizza l'esecuzione di ulteriori aste del Capacity Market rispetto a quello già svolte, e se quindi tiene conto o meno degli scenari in cui parte della capacità venga dismessa per problemi legati al missing money, come evidenziato dall'ultimo report di adeguatezza.

Riscontro

1. Con riferimento alla richiesta di **maggior dettaglio in merito all'analisi dei mercati**, si riporta di seguito riscontro ai punti trasmessi:

- le informazioni in merito a prezzi MSD e volumi zionali sono pubblicati sul sito Terna;
- la voce relativa ad “Altri Servizi” non viene integrata con ulteriori dettagli rispetto alle quantità e prezzi zionali pubblicati sul sito del GME e di Terna, per la riservatezza delle informazioni contenute;
- le informazioni in merito al Mercato del Bilanciamento sono pubblicate sul sito Terna, e sul sito del GME.

In merito ai volumi movimentati su MSD, i valori presenti all'interno del Piano di Sviluppo si riferiscono alla totalità delle selezioni effettuate da Terna sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento comprensive anche delle selezioni finalizzate al bilanciamento del Sistema Elettrico.

2. *Relativamente al box di approfondimento sul **Capacity Market**, Terna valuterà ulteriori integrazioni unitamente a maggiori dettagli da inserire all'interno del RAI (Rapporto Adeguatezza Italia). Gli scenari energetici alla base del PdS sono quelli del Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) e tengono quindi conto degli esiti delle sole aste del mercato della capacità già concluse.*

OSSERVAZIONE S4.2

- **ELETTRICITÀ FUTURA**
- **ENEL ITALIA SPA**

1. Nell'ambito delle analisi del mercato elettrico, riteniamo opportuno reintegrare **la rappresentazione degli avviamenti su MSD ex-ante/MB suddivisi per zone di mercato e per servizi (riserva, vincoli a rete integra, altri) riferiti agli ultimi 3 anni di consuntivo**. Tale rappresentazione, presente nei Piani di Sviluppo fino al 2019 e assente nelle versioni 2020, 2021 e 2023, risulta infatti particolarmente utile nella lettura dei fenomeni caratterizzanti del Mercato dei Servizi.
2. Rispetto al tema della **Mancata Produzione Eolica** riteniamo che la sezione del piano dedicata debba essere ulteriormente ampliata con un'analisi aggiuntiva, per rapportare tra loro i dati relativi alla distribuzione per operatore (in termini, ad esempio, di numerosità o distribuzione percentuale degli ordini/energia modulata, garantendo la riservatezza degli operatori impattati). Inoltre, con particolare riferimento alle cause che determinano la MPE (figura 33), chiediamo di chiarire meglio le singole motivazioni che comportano tali azioni, disaggregando ulteriormente, laddove possibile, rispetto alle categorie definite nella suddetta figura. Ad esempio, con riferimento alla motivazione "Lavori di Manutenzione" ed "Esigenze di Sistema (Rete Non Integra)".
Inoltre, risulta importante dettagliare se l'overgeneration derivi da un eccesso di fabbisogno residuo piuttosto che da una congestione di rete.
In generale, un maggior grado di dettaglio sulla MPE appare dunque importante poiché il tema dell'overgeneration è centrale per lo sviluppo della capacità rinnovabile per il raggiungimento degli obiettivi degli scenari di riferimento.
3. Relativamente all'**utilizzo delle unità interrompibili**, riteniamo utile che, analogamente a quanto fatto per la MPE, siano fornite le informazioni sulle ore di attivazione, la potenza distaccata, le aree geografiche, le esigenze di sistema a cui esse rispondono (illustrando l'andamento delle serie storiche degli ultimi anni).
4. A proposito di **Energia Non Fornita (ENF)**, sarebbe utile che nel paragrafo relativo alla continuità del servizio venisse rappresentato l'andamento dell'ENF con la serie storica degli ultimi cinque anni. Sarebbe opportuno che il Piano contenesse, nella sezione dedicata alla descrizione dell'inversione di flusso delle singole cabine primarie, anche un dettaglio zonale.
5. Riteniamo utile integrare nel Piano un paragrafo, come già previsto nelle precedenti edizioni, che descriva la **rendita da congestione tra le diverse zone di mercato** (illustrando l'andamento degli ultimi 3 anni).
6. Qualora, per garantire la sicurezza, stabilità e robustezza del sistema elettrico, si rendesse necessaria l'installazione, a cura Terna, **di sistemi di regolazione (reattori e/o STATCOM)**, è necessario coordinare e pianificare l'intervento con i distributori, tenendo in considerazione

l'eventuale impatto degli interventi sugli impianti già esistenti sia a livello di esercizio che di manutenzione. Per quanto riguarda il **coordinamento con i distributori**, valgono le considerazioni riportate più avanti allo spunto S7. Inoltre, al fine di favorire la transizione energetica, riteniamo opportuno valutare l'inserimento a Piano di Sviluppo di idonei interventi atti a risolvere le criticità evidenziate, anche in condizione di n-1, a prescindere dalle richieste di connessione di unità di consumo o di impianti di produzione.

Inoltre, rileviamo un massiccio piano di installazione di reattori/condensatori/statcom/compensatori sincroni per migliorare la gestione della tensione. Il tutto si inquadra ovviamente nell'ambito della gestione della risalita del reattivo e ad ogni modo nei rapporti con Terna se ne terrà conto.

7. Con riferimento particolare alla **installazione di reattori**, segnaliamo che nella **prima soluzione entrata recentemente in esercizio all'isola d'Elba**, il reattore è collegato rigidamente in parallelo al cavo; ciò impedisce sostanzialmente l'esercizio del cavo senza reattore per cui qualsiasi guasto interno (o presunto tale) del reattore determina il fuori servizio di una linea e la necessità di intervento in campo (perdita di una via di alimentazione AT). Segnaliamo che l'incremento notevole del numero di interventi per la sicurezza del Sistema Elettrico si tradurrà in notevoli operatività inerenti alle manovre AT.
8. L'**analisi dei costi e dei volumi del MSD** contiene molte più informazioni rispetto al passato, ma – a nostro parere - andrebbe integrata:
 - con un dettaglio zonale dei prezzi MSD;
 - con un dettaglio zonale dei costi complessivi MSD e con un approfondimento ulteriore in merito alla componente “Altri servizi” (decisamente preponderante), eventualmente identificando ad esempio il contributo relativo alla regolazione terziaria di frequenza o alla regolazione di tensione;
 - con le evidenze del Mercato del Bilanciamento.
9. Infine, pur comprendendo le difficoltà dovute alle molte variabili da considerare e alle ipotesi da formulare circa la loro evoluzione, **riteniamo che Terna abbia le informazioni per poter stimare delle proiezioni sul futuro di breve termine (2-3 anni) sull'andamento dei mercati**, proprio in funzione degli interventi sulla rete previsti e dell'evoluzione del mix di generazione (sviluppo, dismissione di capacità etc).
10. Il box di testo relativo al **Capacity Market** contiene molte informazioni utili per tracciare l'evoluzione del parco di generazione nazionale, tuttavia, riteniamo utile che tali informazioni siano esplicitate con maggior chiarezza e riferite puntualmente agli anni futuri. Inoltre, riteniamo che le stesse informazioni debbano essere coerenti con le indicazioni contenute nei report di adeguatezza fino ad ora pubblicati. Da ultimo, occorre chiarire se il Piano di Sviluppo interiorizza l'esecuzione di ulteriori aste del Capacity Market rispetto a quelle già svolte, e se quindi tiene conto o meno degli scenari in cui parte della capacità venga dismessa per problemi legati al missing money, come evidenziato dall'ultimo report di adeguatezza.
11. In merito ai **temi legati alla sicurezza, alla stabilità e alla robustezza della rete**, preme segnalare un aspetto rilevante che riguarda l'**installazione di compensatori sincroni** in determinate aree territoriali per fornire il servizio di regolazione della tensione. **Come tutti i servizi offerti, anche quello di regolazione della tensione dovrebbe essere richiesto al mercato**, specificando:
 - la localizzazione delle criticità della rete;
 - il fabbisogno, in termini di quantità e tempistiche previste per la fornitura, senza specificare la tecnologia che dovrà essere utilizzata (sarà il mercato a indirizzare le scelte, in base alla remunerazione sottesa).È bene rimarcare anche in questa occasione che al gestore di rete dovrebbe esser permesso

sviluppare, gestire e detenere sistemi come quelli sopra elencati, o comunque infrastrutture per la fornitura di servizi di rete, solo qualora si dimostri un fallimento di mercato o per progetti innovativi.

Riscontro

1. *Tutti i dettagli sullo storico dei volumi selezionati per servizio MSD, dello storico dei prezzi MSD e dei costi MSD totali sono presenti all'interno del fascicolo "Stato del Sistema elettrico" del PdS 2023. Con riferimento all'inserimento di informazioni riguardanti la rappresentazione degli avviamenti su MSD ex-ante/MB suddivisi per zone di mercato e per servizi (riserva, vincoli a rete integra, altri) riferiti agli ultimi 3 anni di consuntivo, si valuterà l'eventuale reinserimento nelle prossime edizioni di Piano.*
2. *La riduzione della produzione eolica viene definita sulla base delle seguenti motivazioni, riportate nella figura 33 del fascicolo "Stato del Sistema Elettrico" del PdS 2023, relativa all'MPE:*
 - *Lavori di Sviluppo*
 - *Lavori di Manutenzione*
 - *Congestione locale (Rete integra e non integra)*
 - *Esigenze di sistema (Rete integra e non integra)**Per quanto riguarda la distinzione tra MPE derivante da congestione locale o basso fabbisogno, questa può essere desunta dalle motivazioni sopra elencate.*
3. *Relativamente all'utilizzo delle unità interrompibili, si ringrazia per lo spunto fornito, si valuterà l'inserimento delle informazioni sulle ore di attivazione, potenza distaccata, aree geografiche, esigenze di sistema a cui esse rispondono, all'interno del prossimo Piano di Sviluppo.*
4. *Rispetto all'ENF e alle rendite da congestione, Terna pubblica annualmente il report sulla Qualità del Servizio e sulle Zone di Mercato, in cui è possibile reperire, rispettivamente, tali dati. La distribuzione regionale delle inversioni dei flussi (da MT a AT) sulle cabine primarie è riportata in figura 9 del fascicolo "Stato del Sistema elettrico" del PdS2023, per il triennio 2020-2022. Si valuterà per il prossimo Piano di Sviluppo una diversa rappresentazione per i dati in questione.*
5. *Nel Piano di Sviluppo 2023 sono stati trattati molti temi rilevanti e in alcuni casi completamente nuovi rispetto alle edizioni precedenti del Piano, quindi, per questione di sintesi si è ritenuto di dare minore evidenza alle informazioni su rendite da congestione tra zone di mercato. Tuttavia, si valuterà l'eventuale reinserimento nelle prossime edizioni del Piano di Sviluppo.*
6. *Le installazioni dei componenti di rete, quali compensatori, reattori, resistori e STATCOM, riguardano prevalentemente stazioni in ambito RTN. Ove le stesse riguardano cabine primarie, Terna segue un coordinamento con i DSO per verificarne le fattibilità/disponibilità realizzative. Le esigenze di installazione di tali macchine sono legate all'evoluzione del funzionamento del sistema elettrico e la gestione di nuove esigenze, in termini di stabilità e regolazione della tensione. Essendo, pertanto, la loro finalità legata alla sicurezza e controllo del sistema elettrico, tali progetti appartengono al Piano Sicurezza.*

Il ricorso a nuove soluzioni tecnologiche rappresenta, pertanto, uno strumento chiave per fronteggiare le nuove esigenze di rete. Ad esempio, i compensatori sincroni sono dotati di massa volanica e quindi contribuiscono ad aumentare l'inerzia di sistema, mentre i resistori stabilizzanti, sono in grado di garantire la stabilità dinamica e lo smorzamento delle oscillazioni di rete.

Terna, ad oggi, tuttavia, non esclude la possibilità di ricorrere a soluzioni alternative per le

esigenze di regolazione, purché le stesse siano afferenti a siti dove si riscontrino tali necessità. In tale direzione vanno i progetti pilota per la regolazione di tensione con l'obiettivo di raccogliere elementi utili per l'eventuale futuro adeguamento massivo di tutte le risorse ai fini della regolazione di tensione.

7. In merito al **reattore** relativo al **collegamento dell'isola d'Elba**, si specifica che per garantire l'alimentazione del carico dell'isola, sia in condizioni di piena affidabilità che in caso di indisponibilità del collegamento 132 kV "Piombino C. – Tolla Alta – Cala Telegrafo – S. Giuseppe" (in gran parte in cavo sottomarino), è stato realizzato e messo in esercizio nel corso del 2023 un secondo collegamento a 132 kV "Isola d'Elba – Continente". Si tratta di un nuovo collegamento in gran parte in cavo sottomarino che connette la CP Colmata (continente) con l'impianto di Portoferraio (Elba), quest'ultimo adeguato a garantire la connessione del cavo. È stata altresì prevista l'installazione di un dispositivo di compensazione reattiva per l'esercizio ottimale degli interruttori (in coerenza ai valori di corrente capacitiva) e per la regolazione dei profili di tensione sull'isola. In particolare, tale reattore si è reso necessario in considerazione della lunghezza del nuovo cavo sottomarino superiore ai 20 km.
- D'altra parte, si sottolinea che i cavi che collegano l'Isola d'Elba alla penisola italiana sono due, quindi è comunque garantita la continuità di alimentazione anche in caso di indisponibilità di uno di essi. Poiché l'eventuale guasto della reattanza avrebbe impatto su uno solo dei due collegamenti, ne deriva che le condizioni di esercizio in sicurezza sono garantite anche a fronte di tale evento, nel rispetto del criterio N-1.
8. Con riferimento alla richiesta di **maggiore dettaglio** in merito **all'analisi dei mercati**:
- le informazioni in merito a prezzi MSD e volumi zionali sono pubblicati sul sito Terna;
 - la voce relativa ad "Altri Servizi" non viene integrata con ulteriori dettagli rispetto alle quantità e prezzi zionali pubblicati sul sito del GME e sul sito di Terna, per la riservatezza delle informazioni contenute;
 - le informazioni in merito al Mercato del Bilanciamento sono pubblicate sul sito Terna, e sul sito del GME.
9. In merito **all'andamento futuro dei mercati**, Terna non fornisce dati prospettici, anche se di breve termine, poiché risentono di un livello di incertezza molto ampio legato all'evoluzione del contesto di mercato in atto.
10. Relativamente al box **Capacity Market**, Terna valuterà ulteriori integrazioni, unitamente a maggiori dettagli da inserire all'interno del RAI (Rapporto Adeguatezza Italia). Gli scenari energetici alla base del PdS sono quelli del DDS e tengono quindi conto degli esiti delle sole aste del mercato della capacità già concluse.
11. Come evidenziato al punto 6, le **esigenze di installazione** di tali **macchine** sono **legate alla sicurezza e al controllo del sistema elettrico**. L'individuazione dei siti di installazione e la taglia dei compensatori vengono definite analizzando gli effetti elettrici rispetto alla risposta dinamica del sistema, considerando l'installazione dei macchinari nelle diverse stazioni disponibili nelle aree di interesse e la relativa fattibilità tecnico-realizzativa.
- Con riferimento all'**approvvigionamento a mercato del servizio di regolazione di tensione**, si fa presente che anche il TIDE – approvato con Delibera 345/2023 - conferma che tale servizio sia fornito su base obbligatoria, introducendo solo l'eventuale remunerazione su base forfettaria delle perdite di energia attiva sostenute per l'erogazione di tali servizi.
- Infine, si segnala che ai sensi dell'art. 40 della Direttiva 944/2019 l'obbligo di approvvigionamento tramite procedure di mercato dei servizi ancillari non legati alla frequenza non si applica alle componenti di rete pienamente integrate come i compensatori.

Spunto S5. Osservazioni sull'ammontare dei costi stimati per l'implementazione dello schema di Piano di sviluppo 2023 (21 miliardi di euro di investimenti nell'orizzonte temporale 2023-2032 e oltre 30 miliardi di euro per l'intero portafoglio di investimenti, anche oltre il 2032) e sugli impatti e benefici previsti (cfr. in particolare, il documento “Benefici di sistema e analisi robustezza rete” dello schema di Piano di sviluppo 2023).

OSSERVAZIONE S4.3

- **AIGET**
- **EDISON**
- **ENERGIA LIBERA**

In relazione al contributo incrementale di + **1,6 GW di capacità di transito dovuto ad interventi di tipo Capital Light**, riterremo che possa essere un valore aggiunto disporre di maggiore dettaglio in merito alle diverse tipologie di intervento e di una mappatura di questi ultimi.

Riscontro

*Nel fascicolo “Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo” del PdS 2023 è presente il paragrafo 3.4 “Gli interventi Capital Light”, in cui sono descritti per tipologia gli **interventi Capital Light** effettuati nel corso del 2020 per l'incremento di +1,6 GW di capacità di trasporto rilasciato a partire dal 1° gennaio 2021 (interessando le sezioni N-CN, CN-CS, SUD-CS e Calabria, Sicilia). In particolare:*

- *nell'ambito della definizione delle nuove logiche di telescatto, nonché di adeguamento delle esistenti, sono state installate nuove apparecchiature UPDM, e adeguate con upgrade le UPDM esistenti, intervenendo su 69 Stazioni Terna;*
- *sono state verificate 17 linee 380 kV e 6 linee 150 kV, prevedendo la rimozione mirata delle limitazioni rilevate, intervenendo sulle apparecchiature di stallo agli estremi del collegamento, sostituendo il conduttore in alcune tratte, eliminando interferenze, e in un caso realizzando un tratto di linea in cavo;*
- *sono stati installati dispositivi Dynamic Thermal Rating su una dorsale 380 kV e su una direttrice 220 kV.*

Si rimanda al Par. 3.4 del fascicolo del PdS 2023 per maggiori dettagli sulle soluzioni capital light sinora individuate: da pag. 41 a pag. 43 vengono elencate le soluzioni capital light che hanno permesso di ottenere gli incrementi di NTC tra le sezioni di mercato (riportate in figura).



OSSERVAZIONE S4.4

- **ELETTRICITÀ FUTURA**
- **ENEL ITALIA SPA**

Come anticipato nei nostri quesiti preliminari affrontati nel webinar pubblico del 2 ottobre, rispetto all'installazione di **dispositivi E-FACT** reiteriamo l'importanza che nelle prossime edizioni del PdS si specifichino:

- 1) la localizzazione e taglia dei dispositivi previsti;
- 2) maggiori dettagli su quali siano i benefici legati all'utilizzo di questo tipo di dispositivi in termini di fabbisogno di regolazione rapida di frequenza del sistema e di contributo di potenza reattiva;
- 3) un'indicazione dettagliata delle strutture di costo per gli investimenti in strumenti di rete (reattori, compensatori, STATCOM e e-FACTS).

Cogliamo l'occasione per esprimere il nostro apprezzamento sull'apertura fatta in occasione del webinar a una **migliore pubblicazione di tali informazioni**.

Riscontro

*L'installazione di **dispositivi E-FACT** riguarda prevalentemente progetti del Piano Sicurezza, con STATCOM e resistori stabilizzanti. Per gli STATCOM, il piano di realizzazione vede l'installazione complessiva di 5 macchine, ciascuna da 125 MVar, di cui 3 già in esercizio (Latina, Villanova e Galatina) e le ulteriori 2 previste in esercizio entro il 2023 (Aurelia, Montalto).*

L'adozione di tali tecnologie ha la finalità di regolare con continuità e rapidità la potenza reattiva immessa/assorbita e di controllare la stabilità del sistema anche in presenza di forte penetrazione di generazione tipo inverter-based (fonti rinnovabili).

I resistori stabilizzanti, invece, sono dispositivi in grado di garantire la stabilità dinamica e lo smorzamento delle oscillazioni di rete, mitigando anche i disturbi delle fonti rinnovabili nelle strategie di riaccensione. I relativi dettagli saranno riportati all'interno dei prossimi Piani di Sviluppo, non appena completate le analisi di fattibilità tecnico-realizzativa dei siti specifici.

Per quanto riguarda, invece, i costi di investimento dei dispositivi di compensazione, i costi degli STATCOM, dato l'avanzamento ed il perimetro del progetto complessivo, sono stati definiti su analisi specifiche tenuto conto anche del poco ampio mercato di riferimento: per ogni dispositivo il costo è di circa 20 Mln€. I costi di realizzazione degli ulteriori dispositivi di compensazione (come compensatori e reattori) sono sempre disponibili nel documento Metodologico, allegato al Piano di Sviluppo.

OSSERVAZIONE S4.5

- LIGHTSOURCE

Data la tendenza all'aumento dei costi, a causa dell'attuale **situazione inflazionistica**, temiamo che tutta la pianificazione sopra descritta non possa essere attuata o venga rinviata eccessivamente a causa dell'aumento dei costi. Siamo particolarmente preoccupati per la realizzazione dei numerosi collegamenti in corrente continua.

Riscontro

*Al fine di considerare gli **impatti derivanti dall'eventuale variazione dalle variabili del contesto di riferimento**, Terna applica il principio del basket autorizzativo, basato sull'ottenere un portafoglio autorizzativo di interventi in cui la realizzazione delle stesse opere potrebbe essere condizionata dall'effettivo scenario che nel frattempo si verrebbe a consolidare. In questo modo si evitano le inefficienze di costo per il sistema, in quanto si vanno a realizzare esclusivamente le infrastrutture abilitanti alla transizione energetica.*

Spunto S6. Osservazioni sulle dorsali della nuova rete Hypergrid, presentata nel **documento “Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo”** dello schema di Piano di sviluppo 2023:

Id PdS	Nome Intervento	Investimento stimato [M€]
355-N	HVDC Milano-Montalto	2.675
356-N	Central Link	280
732-N	Dorsale Sarda: HVDC Fiumesanto – Montalto (SAPEI 2) e Sardinian Link	1.422
563/1-N	Dorsale Ionica - Tirrenica: HVDC Rossano-Montecorvino-Latina	2.724
563/2-N	Dorsale Ionica - Tirrenica: HVDC Ionian	1.410
447-N	Dorsale Adriatica: HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì	2.355

TOTALE	10.866
---------------	---------------

Osservazioni:

- sugli altri nuovi interventi dello schema di Piano di sviluppo 2023 proposti nel **documento “Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo”**;
- sulle proposte di variazione dell'ambito della RTN (sezione 1.2. del **documento “Stato del sistema elettrico”** dello schema di Piano di sviluppo 2023, pagine 10-11).

OSSERVAZIONE S6.1

- AIGET
- EDISON

Gli scenari elaborati da Terna nell'ambito del DDS sembrerebbero ipotizzare uno sviluppo di capacità interzonale al 2030 corrispondente ad una completa realizzazione ed entrata in esercizio del progetto

Hypergrid a quell'orizzonte. Il PdS 2023 prevedrebbe invece **l'entrata in esercizio di sezioni del progetto in periodi posteriori al 2030 (e fino al 2040)**. Si potrebbe quindi ipotizzare che, a parità di sviluppo della domanda e della capacità di generazione FER previsto nel DDS 2022, potrebbe verificarsi un ritardo nella realizzazione di nuova capacità di trasmissione tra le zone di mercato, che avrà certamente **impatti sull'adeguatezza e la gestione in sicurezza del sistema elettrico**, richiedendo la disponibilità di sufficiente capacità termoelettrica a gas a supporto della penetrazione della generazione rinnovabile non programmabile.

Riscontro

L'edizione 2022 del Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) prende a riferimento l'anno 2030 ed assume convenzionalmente che le nuove capacità di trasporto pianificate siano disponibili per questa data. Il Piano di Sviluppo 2023 prevede stime di entrate in esercizio anche oltre il 2030, sia per tener conto della fattibilità impiantistica delle opere in base alla reale capacità progettuale, autorizzativa e realizzativa, sia per tener conto delle priorità del sistema elettrico alla luce dello sviluppo delle rinnovabili atteso. Il prossimo Documento di Descrizione degli Scenari di Terna-SNAM terrà conto di questo piano di entrata in esercizio e degli eventuali aggiornamenti che ne derivano.

*Terna analizza eventuali **rischi di adeguatezza** nel Rapporto Adeguatezza, anche in funzione dell'entrata in servizio degli interventi di sviluppo, così come ipotizzata nell'ultimo Piano di Sviluppo disponibile.*

OSSERVAZIONE S6.2

- ELETTRICITÀ FUTURA

Come già anticipato nei nostri quesiti preliminari sullo schema di PdS chiediamo che, ad integrazione della Delibera 015/2023, siano indicate le **stime sulle tempistiche per l'espletamento delle fasi 1 e 2 degli interventi del progetto Hypergrid** (vedi punto 2 delle altre osservazioni). Inoltre, sarebbe utile una pubblicazione periodica degli stati di avanzamento delle opere. Su questo secondo aspetto sarebbe utile che **Terna sviluppi un repository dati facilmente accessibile dagli stakeholder per aggiornare sullo stato di avanzamento di tutti gli interventi oggetto dei PdS RTN** (si veda anche la risposta alla domanda S16).

A nostro avviso c'è il rischio che gli **scenari elaborati** da Terna e Snam nel DDS 2022 **potrebbero non corrispondere a una piena e completa realizzazione ed entrata in esercizio delle macro-opere del progetto Hypergrid**. Tenendo conto di quanto previsto nel DM FER X, a parità di sviluppo nella domanda e nella capacità di generazione potrebbe verificarsi una situazione di ritardi nella realizzazione di nuova capacità di trasmissione tra le zone di mercato. Ciò si ripercuoterebbe negativamente sul livello di adeguatezza del sistema elettrico italiano, a meno di garantire un livello adeguato di capacità di produzione termoelettrica a gas a supporto della penetrazione della nuova capacità di produzione FRNP, come peraltro evidenziato dal Rapporto di Adeguatezza 2022.

Riscontro

*Per la **pianificazione temporale di Hypergrid** è stato applicato un approccio di prioritizzazione delle opere, al fine di massimizzare i benefici per il sistema elettrico in funzione sia degli scenari energetici che degli interventi di sviluppo dei piani precedenti. Per tale motivo (come indicato nelle schede intervento riportate all'interno del Fascicolo del PdS23 "Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo") le prime dorsali ad essere previste come necessarie a partire dal 2030 sono l'HVDC Milano – Montalto, il Central Link e l'HVDC Fano – Foggia, le quali apporteranno un notevole aumento della capacità di trasporto tra le sezioni Sud, Centro Sud e Centro Nord.*

*Ciò consentirà di **raccordare le sezioni di rete a Nord** (dove è più sostenuta la domanda di energia*

elettrica) con quelle a Sud (a maggiore produzione FER). Tenendo in considerazione gli aumenti di capacità di trasporto già pianificati nel PdS 21 e precedenti (attesi quindi prima del 2030) nelle sezioni a Sud, si otterranno così **notevoli benefici per il sistema elettrico**, sia da un punto di vista economico che di sicurezza energetica.

Sebbene tra gli interventi Hypergrid sia possibile distinguere l'entrata in esercizio delle opere secondo la prioritizzazione suddetta, ogni opera che compone la **scheda intervento** presenta specifiche date di avvio cantieri e completamento, formulate sulla base delle date attese per l'ottenimento del titolo autorizzativo e della necessità dell'opera secondo gli scenari previsionali considerati.

Come allegato del Piano di Sviluppo, Terna pubblica anche la **sintesi tabellare degli interventi del Piano**, che riporta le informazioni in formato aperto dei principali dati con il relativo stato di avanzamento per interventi pianificati, interconnector e merchant line.

Inoltre, nell'anno in cui il piano non è predisposto è prevista la pubblicazione entro febbraio di un rapporto contenente l'avanzamento del Piano (riferimento punto 2 della delibera Arera 15/2023).

In aggiunta, in merito all'**aggiornamento degli scenari**, l'**edizione 2022 del DDS** è stata pubblicata prima del nuovo Piano di Sviluppo 2023 che indica il piano di entrata in esercizio delle nuove opere di rete. Il prossimo Documento di Descrizione degli Scenari Terna-SNAM terrà conto di questo piano di entrata in esercizio e degli eventuali aggiornamenti. Infine, Terna analizza eventuali **rischi di adeguatezza** nel Rapporto Adeguatezza, anche in funzione dell'entrata in servizio degli interventi di sviluppo, così come ipotizzata nell'ultimo Piano di Sviluppo disponibile.

Spunto S7. Osservazioni sulle installazioni di nuovi dispositivi per il controllo della tensione e la gestione della potenza reattiva, quali reattori, condensatori, compensatori sincroni, STATCOM (sezione 4.3.1 su interventi per qualità, sicurezza e resilienza, in particolare pagine 245-246).

OSSERVAZIONE S7.1

- **AIGET**
- **EDISON**
- **ENERGIA LIBERA**

Non concordiamo con l'attuale approccio Terna di mettere in atto interventi strutturali per servizi di rete (ad esempio, compensatori sincroni) che potrebbero, già ad oggi, esser forniti dagli operatori tramite mercato. In particolare, facciamo riferimento alla **fornitura di potenza reattiva**, che attualmente è richiesta agli impianti di generazione con il servizio di regolazione secondaria di tensione, senza però prevedere un riconoscimento economico. Riteniamo pertanto necessario che in primo luogo venga riconosciuta un'adeguata remunerazione per l'erogazione del servizio di regolazione secondaria di tensione agli impianti che la forniscono.

In secondo luogo, in eventuale presenza di ulteriori esigenze di rete, prima di installare dispositivi per la fornitura di reattiva, Terna dovrebbe comunque prima aver già avviato (ed eventualmente concluso senza successo) una **procedura di gara aperta**, definendo il servizio e quantificandone il fabbisogno, proprio al fine di **consentire agli operatori del mercato di esprimere la propria volontà di fornire con mezzi propri** (esistenti o da sviluppare) **servizi di rete**, come appunto la regolazione di tensione. A tal fine Terna dovrebbe comunque prendere in considerazione la disponibilità, dovuta alla loro dismissione e al progressivo *phase-out*, di impianti termoelettrici che potrebbero essere resi disponibili al sistema per la fornitura di potenza reattiva – e di altri servizi come inerzia e contributo alla potenza di corto circuito – in assetto da compensatore sincrono, a seguito di alcuni interventi tecnici. Segnaliamo pertanto l'opportunità di considerare i potenziali benefici tecnico-economici derivanti dall'utilizzo di impianti "rigenerati" piuttosto che procedere con l'acquisto di nuove macchine.

Terna dovrebbe quindi intervenire direttamente con misure più specifiche e puntuali solo ed esclusivamente nel caso in cui le relative problematiche di rete dovessero persistere e le procedure di mercato non dovessero fornire risorse adeguate alla risoluzione delle criticità. Tale principio appare

peraltro coerente con quanto già previsto dall’Autorità nella Deliberazione 675/2018/R/eel, con la quale l’Autorità stessa ha evidenziato che la soluzione preferibile per poter disporre di risorse per la regolazione di tensione in una specifica area critica (Brindisi) è rappresentata da una procedura concorsuale. In caso di contrattualizzazione, si riporta inoltre nella medesima Deliberazione, la durata del periodo contrattuale deve essere correlata da un lato alle esigenze sistemiche e dall’altro alla necessità di contenere i costi della misura riducendo i rischi per gli investitori.

In aggiunta sottolineiamo come la Direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia prevede all’articolo 40 proprio appunto 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. Il Decreto Legislativo 210/2021, attuativo della medesima Direttiva, all’articolo 22, comma 1, prevede infatti tra l’altro che “*2-quater: Il gestore della rete di trasmissione, previa approvazione da parte dell'ARERA, stabilisce, con una procedura trasparente e partecipativa che coinvolge gli utenti e i gestori del sistema di distribuzione dell'energia elettrica, le specifiche tecniche per i servizi ancillari non relativi alla frequenza e gli standard dei prodotti di mercato necessari per la fornitura di tali servizi. Le specifiche tecniche e gli standard così definiti assicurano la partecipazione effettiva e discriminatoria di tutti i partecipanti al mercato dell'energia elettrica.*”.

Riteniamo pertanto fondamentale, come già sottolineato precedentemente, che **Terna, congiuntamente ad ARERA, pubblici uno studio dettagliato circa la necessità di nuovi interventi infrastrutturali, quali ad esempio reattori, compensatori sincroni e STATCOM funzionali alla 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, solo il cui eventuale esito negativo potrebbe giustificare lo sviluppo di risorse proprie da parte di Terna per la fornitura di questi servizi.** Oltre a ciò, riteniamo necessario che Terna metta a disposizione maggiori informazioni circa gli interventi atti a ridurre i vincoli locali di tensione, fornendo un’adeguata analisi costi benefici per ciascun progetto proposto.

Inoltre, si ritiene utile una migliore integrazione del PdS con il **Piano di Difesa** ed una maggiore trasparenza sui contenuti di quest’ultimo, che dovrebbero essere resi noti ad ARERA, e anche agli operatori per gli aspetti meno sensibili ai fini della sicurezza del sistema. Per esempio, proprio a proposito della fornitura di potenza reattiva, potrebbero essere rese disponibili maggiori informazioni relative all’installazione ed all’impiego dei compensatori sincroni nella RTN (essendo questi dispositivi inquadrati sotto l’ombrello del Piano di Difesa), in quanto correlati comunque al fabbisogno di risorse di dispacciamento e implementabili dagli operatori a seguito di una procedura concorsuale.

Riscontro

*Terna, in qualità di TSO, identifica nel **Piano di Sicurezza** tutte le azioni necessarie per garantire la sicurezza, controllo e difesa del sistema elettrico. La transizione energetica in atto ha determinato anche un’evoluzione della gestione del sistema elettrico ed in tale contesto, il ricorso a nuove soluzioni tecnologiche rappresenta uno strumento chiave per fronteggiare le nuove esigenze di rete.*

*L’**identificazione dei siti** è supportata da analisi e studi del funzionamento della rete elettrica negli scenari di breve-medio termine, in coerenza con l’orizzonte del Piano Sicurezza. Tale obiettivo è garantito mediante l’installazione di:*

- *Compensatori sincroni*
- *Reattori*

- Statcom
- Resistori stabilizzanti

In particolare, per quanto riguarda i compensatori sincroni, la scelta di tale soluzione è legata alla loro caratteristica di essere dotati di massa volante ai fini dell'aumento dell'inerzia di sistema, una grandezza fondamentale per garantire la sicurezza e la stabilità del sistema elettrico, oltre che essere risorse in grado di garantire la regolazione della tensione.

L'identificazione dei siti legati a tutti i piani di installazione delle macchine per la regolazione della tensione è supportata da analisi e studi del funzionamento della rete elettrica negli scenari di breve-medio termine, in coerenza con l'orizzonte del Piano Sicurezza, valutando i nodi della rete prioritari su cui si rilevano le maggiori criticità attuali e previsionali.

*Per l'**approvvigionamento di tutte le macchine per la regolazione della tensione** Terna si avvale di procedure di gara ad evidenza pubblica. Al riguardo, si segnala che l'obbligo di approvvigionare servizi ancillari non legati alla frequenza tramite procedure di mercato ai sensi dell'art. 40 della Direttiva 944/2019 (e dell'art. 22 del Decreto Legislativo 210/2021 che recepisce la Direttiva 944/2019) non si applica a tali macchine elettriche considerate componenti di rete integrate.*

*Terna, tuttavia, non esclude la possibilità di ricorrere a **soluzioni alternative** per le esigenze di regolazione, purché le stesse siano afferenti a siti dove si riscontrino le criticità identificate dalle analisi di rete. In tale direzione vanno i **progetti pilota** per la regolazione di tensione con l'obiettivo di raccogliere elementi utili per l'eventuale futuro adeguamento massivo di tutte le risorse ai fini della regolazione di tensione.*

Precisiamo, inoltre, che la procedura di gara del 2019 per l'approvvigionamento di risorse di regolazione nell'area di Brindisi aveva l'obiettivo di mitigare, nel minor tempo possibile, una criticità strutturale della medesima area di rete, obiettivo che è stato poi consolidato con l'entrata in esercizio di ulteriori interventi previsti da Terna (es. compensatori di Brindisi, rinforzo della linea Brindisi Pignicelle-Brindisi Nord).

*Si evidenzia, inoltre, che nel Piano di Sviluppo sono già rappresentati i **principali progetti del Piano Sicurezza**, finalizzati alla regolazione della tensione ed alla rimozione dei vincoli di rete, così come rappresentati nel Fascicolo 3 e nella Sintesi tabellare del Piano di Sviluppo.*

*Infine, come indicato in risposta all'osservazione S4.2, con riferimento all'approvvigionamento a mercato del servizio di regolazione di tensione, si fa presente che il TIDE – approvato con Delibera 345/2023 - conferma che tale servizio sia **fornito su base obbligatoria** introducendo solo l'eventuale remunerazione su base forfettaria delle perdite di energia attiva registrate.*

OSSERVAZIONE S7.2

- ELETTRICITÀ FUTURA

In linea generale l'installazione a cura Terna di **STATCOM/reattori** deve avvenire all'esterno del perimetro della Cabina Primaria o nelle immediate vicinanze. Resta comunque imprescindibile il **coordinamento con i distributori in base alla soluzione di connessione proposta da Terna**. Riteniamo altresì necessario che all'interno del Piano di Sviluppo sia compreso l'elenco completo di tutti gli interventi previsti, valutando preliminarmente la fattibilità con il gestore di rete impattato. In generale, si ribadisce la necessità di inserire ed aggiornare periodicamente la data prevista di ultimazione degli interventi.

Come espresso nelle risposte ai PdS precedenti, chiediamo che Terna fornisca indicazioni dettagliate delle strutture di costo e dei benefici tecnico-economici relativi agli investimenti in strumenti di rete, ovvero reattori, condensatori, compensatori sincroni, STATCOM e e-STATCOM. Inoltre, per la loro realizzazione richiediamo che Terna non precluda la possibilità di approvvigionarsi delle risorse necessarie dagli operatori. In linea generale l'installazione a cura Terna di STATCOM/reattori deve avvenire all'esterno del perimetro della Cabina Primaria o nelle immediate vicinanze. Resta comunque

imprescindibile il coordinamento con i distributori in base alla soluzione di connessione proposta da Terna. Riteniamo altresì necessario che all'interno del Piano di Sviluppo sia compreso l'elenco completo di tutti gli interventi previsti, valutando preliminarmente la fattibilità con il gestore di rete impattato. In generale, si ribadisce la necessità di inserire ed aggiornare periodicamente la data prevista di ultimazione degli interventi.

Come espresso nelle risposte ai PdS precedenti, chiediamo che Terna fornisca indicazioni dettagliate delle strutture di costo e dei benefici tecnico-economici relativi agli investimenti in strumenti di rete, ovvero reattori, condensatori, compensatori sincroni, STATCOM e e-STATCOM. Inoltre, per la loro realizzazione richiediamo che Terna non precluda la possibilità di approvvigionarsi delle risorse necessarie dagli operatori.

Riscontro

Le installazioni dei componenti di rete, quali compensatori, reattori, resistori e STATCOM, riguardano prevalentemente stazioni in ambito RTN. Ove le stesse riguardano cabine primarie, Terna segue un coordinamento con i DSO per verificarne le fattibilità/disponibilità realizzative.

Il piano di installazione di tali dispositivi è afferente al Piano Sicurezza, ma il dettaglio temporale delle installazioni è rappresentato anche nel Piano di Sviluppo (Fascicolo 3 e nella Sintesi tabellare del PdS).

Per quanto riguarda, invece, i costi di investimento dei dispositivi di compensazione, i costi degli STATCOM, dato l'avanzamento ed il perimetro del progetto complessivo, sono stati definiti su analisi specifiche, tenuto conto anche del poco ampio mercato di riferimento: per ogni dispositivo il costo è di circa 20 Mln€.

I costi di realizzazione degli ulteriori dispositivi di compensazione, come compensatori e reattori, sono sempre disponibili nel documento Metodologico, allegato al Piano di Sviluppo.

OSSERVAZIONE S7.3

- ENEL ITALIA SPA

1. Considerata la **capacità di regolazione di tensione dei cavi HVDC di tipo VSC** si ritiene di valore aggiunto che il TSO possa specificare in che misura ne tenga conto all'interno del Piano di Sviluppo. In particolare, sarebbe opportuno indicare per ogni opera HVDC di tipo VSC la relativa **curva di capability** considerata.

2. Con riferimento al **servizio di regolazione della tensione** fornito dagli operatori di mercato e alla mancata remunerazione del medesimo, in continuità con quanto già segnalato in sede di consultazione ARERA del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE, DCO 685/2022/R/eel), si ritiene opportuno evidenziare quanto segue.

Il sistema elettrico, grazie agli obblighi di fornitura imposti agli impianti abilitati (cfr. Allegati A.14 ed A16 al CdR Terna), senza prevedere una

esplicita **remunerazione del servizio** riceve un contributo fondamentale in termini di regolazione della tensione. Ciò consente di evitare il ricorso ad interventi altrimenti necessari per gestire i flussi di energia reattiva ed investimenti in nuovi dispositivi di regolazione), e di sostenere i relativi costi. Tale servizio costituisce dunque una esternalità positiva per il sistema. In questo senso l'Italia, come evidente anche da vari studi e benchmark (vedere ad esempio "Survey on ancillary services procurement, Balancing market design 2019, ENTSO-E – pag. 185) rappresenta una singolarità a livello europeo. L'assenza di una remunerazione esplicita, in Italia, per tale servizio determina una distorsione nel confronto competitivo nelle piattaforme europee di bilanciamento con le risorse di altri sistemi, le quali ricevono una remunerazione di questo tipo.

Si richiede quindi che le unità produttive obbligate al servizio siano remunerate in funzione del servizio erogato e tenuto conto dei suddetti costi

evitati. A tendere, sarebbe opportuno, anche in un'ottica di ottimizzazione del dispacciamento, introdurre delle offerte per la remunerazione unitaria dell'energia reattiva erogata. Come primo passo, si suggerisce di introdurre una remunerazione amministrata del valore assoluto dell'energia reattiva erogata e assorbita dagli impianti in esecuzione del servizio di regolazione di tensione tarata su un opportuno riferimento del costo di rete evitato. Inoltre, come più volte segnalato in altre occasioni, ed in linea con le previsioni europee di approvvigionamento di tale servizio tramite il mercato, si richiede che l'approvvigionamento di nuovi compensatori sincroni da parte del gestore sia preceduto da procedure

aperte per la fornitura del servizio tramite risorse alternative nella disponibilità degli operatori di mercato (mantenimento in esercizio o riconversione di unità esistenti, installazione di compensatori da parte degli operatori di mercato).

Analoghe riflessioni possono essere estese agli ulteriori servizi attualmente obbligatori e non remunerati (e.g. riaccensione, rifiuto di carico, black start, ecc.).

3. In linea generale **l'installazione a cura Terna di STATCOM/reattori** deve avvenire all'esterno del perimetro della Cabina Primaria o nelle immediate vicinanze. Resta comunque imprescindibile il **coordinamento con i distributori** in base alla soluzione di connessione proposta da Terna.
4. Come già anticipato nello spunto S1 relativamente agli interventi previsti dal **Piano di Difesa**, si ritiene altresì **necessario che all'interno del Piano di Sviluppo sia compreso l'elenco completo di tutti gli interventi previsti**, valutando preliminarmente la fattibilità con il gestore di rete impattato. In generale, si ribadisce la necessità di inserire ed aggiornare periodicamente la data di prevista ultimazione degli interventi, come già in parte suggerito nello spunto S2 (proposta di pubblicazione di un fascicolo annuale integrativo e di schede di intervento complete e aggiornate).

Riscontro

1. *In merito alla **curva di capability**, in fase di pianificazione di lungo termine di qualsiasi progetto di sviluppo vengono applicate le migliori informazioni disponibili al momento dell'esecuzione degli studi con gli strumenti di simulazione. Solo nelle fasi successive di progettazione esecutiva dei progetti di sviluppo saranno specificate curve di capability, oggetto peraltro di informazioni sensibili in sede di gara d'appalto. Si ricorda, comunque, che nelle simulazioni previsionali Terna è obbligata a garantire i limiti di tensione, così come previsto dal Codice di Rete. Come già rappresentato nel Piano di Sviluppo queste esigenze sono presenti nel Fascicolo 3, nelle Schede Progetto e nella Sintesi tabellare in termini di sito, livello di tensione, anno di completamento e, ove già nota, anche con la potenza di riferimento.*
2. *Con riferimento all'**approvvigionamento a mercato del servizio di regolazione di tensione**, si fa presente che il TIDE – approvato con Delibera 345/2023 - conferma che tale servizio sia fornito su base obbligatoria introducendo solo l'eventuale remunerazione su base forfettaria delle perdite di energia attiva sostenute per l'erogazione di tali servizi.*
3. *Le **installazioni dei componenti di rete**, quali compensatori, reattori, resistori e statcom, riguardano prevalentemente stazioni in ambito RTN. Ove le stesse riguardino cabine primarie, Terna segue un **coordinamento con i DSO** per verificarne le fattibilità/disponibilità realizzative.*
4. *Il **piano di installazione** di tali dispositivi è afferente al **Piano Sicurezza**, ma il dettaglio temporale delle installazioni è rappresentato anche nel Piano di Sviluppo (Fascicolo 3 e nella Sintesi tabellare del PdS).
*Per quanto riguarda, invece, i costi di investimento dei dispositivi di compensazione, i costi degli STATCOM, dato l'avanzamento ed il perimetro del progetto complessivo, sono stati definiti su analisi specifiche, tenuto conto anche del poco ampio mercato di riferimento: per ogni dispositivo il costo è di circa 20 Mln€. I costi di realizzazione degli ulteriori dispositivi di compensazione, come**

compensatori e reattori, sono sempre disponibili nel documento Metodologico, allegato al Piano di Sviluppo.

OSSERVAZIONE S7.4 **- LIGHTSOURCE**

A questo proposito, riteniamo che lo sviluppo di queste infrastrutture debba essere lasciato agli sviluppatori dando la possibilità agli operatori privati di contribuire in modo concreto ed efficace. Il PdS e l'attività di Terna potrebbe quindi concentrarsi maggiormente sullo sviluppo della rete ad alta tensione necessaria per coprire le esigenze di trasmissione e dispacciamento dell'e.e. all'interno del Paese e dell'Europa. Per questo motivo, si sollecita l'operatore di sistema a **stabilire chiare regole di utilizzo e indicare in modo giustificato dove sono necessari interventi di installazione di nuovi dispositivi per il controllo della tensione e per la gestione della potenza attiva**. Allo stesso modo, riteniamo che, soprattutto nel caso degli STATCOM, essi non siano tecnologicamente appropriati, in quanto la loro funzione può essere svolta dagli inverter degli impianti rinnovabili, soprattutto se si considera che questi impianti saranno ibridati accumulo elettrochimico che può fornire anche una certa inerzia sintetica al sistema. Per quanto riguarda i compensatori sincroni, anche in questo caso la giustificazione della loro installazione dovrebbe essere chiaramente indicato nel PdS, e si dovrebbe considerare che altri Paesi, come la Spagna, si forniscono incentivi per i progetti rinnovabili se includono l'installazione di compensatori sincroni o similari.

Vale la pena rammentare che l'installazione di sistemi di accumulo elettrochimico o di progetti ibridi rinnovabili alle estremità delle linee congestionate può aiutare a gestire la congestione se, invece di applicare meccanismi di mercato, si stabiliscono sistemi di compensazione della disponibilità e regole che consentano al gestore del sistema di dare istruzioni adeguate al proprietario dell'impianto. Pertanto, riteniamo che l'adozione da parte di Terna di questi dispositivi non debba essere ricompresa nel PdS, in quanto considerata una soluzione obsoleta, e che, al contrario, si debba richiedere l'adozione di nuovi meccanismi di regolazione che consentano alle installazioni rinnovabili di coprire le necessità di controllo della tensione e la gestione della potenza reattiva senza comportare investimenti aggiuntivi a carico del sistema.

Riscontro

*Terna in qualità di TSO ha il compito di garantire, attraverso il PdS, uno sviluppo della rete coerente con gli obiettivi e driver strategici definiti in ambito nazionale ed europeo, ed attraverso il **Piano Sicurezza** ha il compito di attuare tutte le iniziative a supporto della sicurezza, controllo e difesa del sistema elettrico.*

*Nel Piano Sicurezza, in particolare, il **piano di installazioni dei compensatori, reattori, resistori e STATCOM**, rappresentano uno strumento chiave per affrontare le nuove esigenze di funzionamento della rete, legate alla stabilità e regolazione della tensione.*

Si conferma che gli STATCOM rappresentano una soluzione tecnologica innovativa in grado di regolare con continuità e rapidità la potenza reattiva immessa/assorbita e di controllare la stabilità di sistema anche in presenza di forte penetrazione di generazione tipo inverter-based (fonti rinnovabili). Gli STATCOM sono, infatti, dispositivi basati su elettronica di potenza in grado non solo di garantire una regolazione molto fine ma anche una risposta dinamica veloce in grado di contrastare possibili disturbi in rete migliorando la robustezza del SEN. Attraverso la modulazione di potenza reattiva è possibile, inoltre, assicurare una adeguata capacità di migliorare lo smorzamento delle oscillazioni delle grandezze elettriche di rete.

Spunto S8. Osservazioni sul **secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro**, codice 401-P, in relazione al quale il parere 335/2022/I/eel dell'Autorità

(<https://www.arera.it/allegati/docs/22/335-22.pdf>) ha espresso contrarietà, e in particolare sul rapporto integrativo per l’HVDC reso disponibile per la consultazione dello schema di Piano di sviluppo 2023.

OSSERVAZIONE S8.1

- **AIGET**
- **EDISON**
- **ENERGIA LIBERA**

Accogliamo il parere di contrarietà espresso dall’Autorità in relazione al progetto 401-P (“**secondo polo nell’ambito dell’interconnessione Italia**

– **Montenegro**”), avendo tra l’altro già segnalato, in risposta all’edizione precedente del PdS, che un potenziale elevato import di energia elettrica

dall’area balcanica (come noto pesantemente caratterizzata da un parco di generazione con forte presenza di impianti a lignite) avrebbe rischiato di

risultare incoerente con gli obiettivi di decarbonizzazione adottati in Italia e in UE.

Nel Piano di Sviluppo 2021, nella sezione 6 “Benefici per il Sistema”, erano stati analizzati gli scambi energetici nel medio/lungo periodo, e in particolare relativamente alla frontiera Nord Est e dai Balcani, vista l’economicità degli impianti di generazione a lignite presenti in diversi Paesi dell’Est Europa, al 2030 era atteso un incremento del transito di energia in import particolarmente elevato.

Nel piano di Sviluppo 2023, nel documento di analisi dei Benefici per il Sistema, non vi è alcuna sezione apposita che analizzi gli scambi energetici

alle frontiere nel medio/lungo periodo.

Anche per i succitati motivi chiediamo quindi che Terna renda **disponibile agli operatori un aggiornamento dell’analisi degli scambi energetici con gli stati esteri nel medio-lungo periodo**, e in particolare alla frontiera Balcanica, tenendo conto dell’esclusione del progetto 401-P dagli interventi ad alta priorità.

Riscontro

*Come illustrato nel rapporto integrativo predisposto da Terna relativo al secondo polo dell’interconnessione con il Montenegro (pagina 14 e 15), vorremmo sottolineare che i **nuovi scenari energetici** (di policy) relativi all’area dei Balcani mostrano un aumento dell’installato FER (ca + 3 GW al 2030 e ca + 17,5 GW al 2040, rispetto agli scenari di policy utilizzati per il PdS 2021), accompagnato da una conseguente diminuzione degli impianti a fonte tradizionale (con la totale dismissione al 2040 degli impianti a carbone e lignite per una riduzione complessiva del relativo installato atteso di ca 6 GW al 2040 rispetto al vecchio scenario National Trend Italia). Oltre ciò si evidenzia che, sulla base dei nuovi scenari, i **risultati delle analisi costi-benefici** indicano una significativa utilità economica e una priorità della realizzazione del secondo polo con un Indice di Utilità per il Sistema (IUS) base/totale pari a 4,9/6,3 e 1,3/2,6 e un Valore Attualizzato Netto (VAN) base/totale pari a 1470/1980 mln€ e 120/590 mln€ rispettivamente nello scenario di policy e in quello inerziale.*

*L’esigenza di ulteriore capacità di transito viene, inoltre, confermata dalle indicazioni contenute nel terzo schema di rapporto delle capacità obiettivo, che individua la necessità di sviluppare ulteriormente la capacità di trasporto con la frontiera montenegrina per almeno 600 MW al 2030. **Crediamo quindi che il progetto sia da rivalutarsi** alla luce dei suddetti elementi di novità e in considerazione anche dell’utilità dimostrata in questi anni dal primo polo.*

*Relativamente agli **scambi con le frontiere estere**, ed in particolare agli **scambi con la frontiera balcanica**, il dettaglio puntuale dei flussi di scambio con il Montenegro può essere consultato nel “Report integrativo allo schema di Piano 2023, con l’aggiornamento dell’analisi costi-benefici del secondo polo del progetto di interconnessione Italia-Montenegro”, mentre si rimanda al Documento di Descrizione degli Scenari 2022 per i dati complessivi.*

Proprio nel “Report integrativo allo schema di Piano 2023, con l’aggiornamento dell’analisi costi-

*benefici del secondo polo del progetto di interconnessione Italia-Montenegro" si nota come il **cavo con il Montenegro** venga **utilizzato alla stessa stregua dei collegamenti con la Francia** (nel 2021 circa il 82% della NTC utilizzata in import e il 13% in export; nel 2022 circa il 79% della NTC utilizzata in import ed il 16% in export) e **con la Svizzera** (nel 2021 circa il 83% della NTC utilizzata in import e il 9% in export; nel 2022 circa il 78% della NTC utilizzata in import ed il 14% in export). Inoltre, si evince come la capacità offerta ai mercati (quota parte dei 600 MW disponibili) risulti pressoché saturata con richieste ben superiori al quantitativo offerto.*

OSSERVAZIONE S8.2

- ELETTRICITÀ FUTURA

A differenza del PdS RTN 2021, la presente edizione del PdS non è corredata da **un'analisi puntuale sugli scambi energetici ipotizzati per il medio-lungo periodo tra Italia e Montenegro** (nel PdS 2021 si evidenziava infatti un incremento particolarmente elevato del transito in importazione dall'area balcanica). In generale, come già espresso nella scorsa consultazione sul PdS 2021, riteniamo che la realizzazione del secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia e Montenegro sia un **intervento a bassa priorità nei prossimi dieci anni**.

Pertanto, considerato che l'intervento non rientrerà più tra gli sviluppi ad alta priorità, chiediamo che Terna integri il PdS 2023 con **un'analisi sugli impatti degli scambi energetici attesi alla frontiera balcanica** sul medio-lungo periodo.

Riscontro

*Come illustrato nel rapporto integrativo predisposto da Terna relativo al secondo polo dell'**interconnessione con il Montenegro** (pagina 14 e 15), vorremmo sottolineare che i **nuovi scenari energetici** (di policy) relativi all'area dei Balcani mostrano un aumento dell'installato FER (ca + 3 GW al 2030 e ca + 17,5 GW al 2040, rispetto agli scenari di policy utilizzati per il PdS 2021), accompagnato da una conseguente diminuzione degli impianti a fonte tradizionale (con la totale dismissione al 2040 degli impianti a carbone e lignite per una riduzione complessiva del relativo installato atteso di ca 6 GW al 2040 rispetto al vecchio scenario National Trend Italia). Oltre ciò si evidenzia che, sulla base dei nuovi scenari, i **risultati delle analisi costi-benefici** indicano una significativa utilità economica e una priorità della realizzazione del secondo polo con un Indice di Utilità per il Sistema (IUS) base/totale pari a 4,9/6,3 e 1,3/2,6 e un Valore Attualizzato Netto (VAN) base/totale pari a 1470/1980 mln€ e 120/590 mln€ rispettivamente nello scenario di policy e in quello inerziale.*

*L'esigenza di ulteriore capacità di transito viene, inoltre, confermata dalle indicazioni contenute nel terzo schema di rapporto delle capacità obiettivo, che individua la necessità di sviluppare ulteriormente la capacità di trasporto con la frontiera montenegrina per almeno 600 MW al 2030. **Crediamo quindi che il progetto sia da rivalutarsi** alla luce dei suddetti elementi di novità e in considerazione anche dell'utilità dimostrata in questi anni dal primo polo.*

*Relativamente agli **scambi con le frontiere estere**, ed in particolare agli **scambi con la frontiera balcanica**, il dettaglio puntuale dei flussi di scambio con il Montenegro può essere consultato nel "Report integrativo allo schema di Piano 2023, con l'aggiornamento dell'analisi costi-benefici del secondo polo del progetto di interconnessione Italia-Montenegro", mentre si rimanda al Documento di Descrizione degli Scenari 2022 per i dati complessivi.*

*Proprio nel "Report integrativo allo schema di Piano 2023, con l'aggiornamento dell'analisi costi-benefici del secondo polo del progetto di interconnessione Italia-Montenegro" si nota come il **cavo con il Montenegro** venga **utilizzato alla stessa stregua dei collegamenti con la Francia** (nel 2021 circa il 82% della NTC utilizzata in import e il 13% in export; nel 2022 circa il 79% della NTC utilizzata in import ed il 16% in export) e **con la Svizzera** (nel 2021 circa il 83% della NTC utilizzata in import e il 9% in*

export; nel 2022 circa il 78% della NTC utilizzata in import ed il 14% in export). Inoltre, si evince come la capacità offerta ai mercati (quota parte dei 600 MW disponibili) risulti pressoché saturata con richieste ben superiori al quantitativo offerto.

Spunto S9. Osservazioni sui progetti di interconnessione con l'estero alle frontiere settentrionali, con particolare riferimento alla posticipazione delle fasi realizzative:

Id Pds	Nome Intervento	E.E. PdS 23	E.E. PdS 21
167-P	Razionalizzazione Valchiavenna	2038	2030
200-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	2042	2028
204-P	Elettrodotto 220 kV Interconnessione Italia - Austria	2035	2030

Osservazioni specifiche in relazione al progetto di Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia, in relazione al quale il parere 335/2022/I/eel dell'Autorità (<https://www.arera.it/allegati/docs/22/335-22.pdf>) ha espresso contrarietà.

OSSERVAZIONE S9.1

- **ELETTRICITÀ FUTURA**
- **ENEL ITALIA SPA**

Relativamente al parere di ARERA sul progetto di **incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia**, si ritiene corretta l'osservazione di ARERA sulla non esigenza di effettuare significativi investimenti alla frontiera con la Slovenia (1000 MW) vista la capacità obiettivo totale 2023 di 400 MW e la realizzazione delle interconnessioni "merchant line" Redipuglia-Vrtojba e Dekani-Zaule (150 MW cad) prevista nel breve-medio termine.

Riscontro

Il Parere del 19 Luglio 2022 n. 335/2022/I/EEL sul Piano di Sviluppo 2021 (PdS21) tiene conto dei risultati ottenuti dall'esercizio di identificazione delle capacità obiettivo 2020 nonché degli interventi definiti nel PdS 2021.

*Il Rapporto Capacità Obiettivo 2023, predisposto in aggiornamento al rapporto 2020 in relazione ai nuovi scenari energetici, prevede sulla **frontiera Italia-Slovenia** la necessità di incremento di ulteriore capacità di trasporto corrispondente a 400 MW già al 2030 e oltre 1000 MW al 2040. Tali esigenze di sviluppo risultano allineate con quanto pianificato nel Piano di Sviluppo 2023 considerato che l'anno di completamento del progetto 200-I è previsto al 2042.*

Spunto S10. Osservazioni riguardanti i progetti di promotori diversi da Terna (c.d. **merchant lines**) e le relative informazioni messe a disposizione ai fini della consultazione.

OSSERVAZIONE S10.1

- **ELETTRICITÀ FUTURA**
- **ENEL ITALIA SPA**

In vista del seminario tenutosi lo scorso 2/10/23, era stato richiesto un chiarimento sul mancato inserimento del progetto Somplago-Würmlach tra quelli riportati al cap. 4 del documento “Progetto Hypergrid Sviluppo infrastrutturale”, come progetti inseriti nella Delibera di ARERA 674/2018/I/EEL. Durante il seminario è stato indicato che il progetto Somplago-Würmlach non è stato riportato al suddetto cap. 4 del documento “Progetto Hypergrid Sviluppo infrastrutturale”, in quanto, al momento della predisposizione del Piano di Sviluppo Terna 2023, il progetto non risultava incluso nella V lista PCI.

Ringraziando per il chiarimento ricevuto, riteniamo sia opportuno inserire il **progetto Somplago-Würmlach** che, oltre ad essere richiamato nella citata Delibera 674/2018/I/EEL e nella seguente di pari oggetto del 2022 come **prioritario e parte integrante del Piano di Sviluppo**, ha ottenuto l’esonazione ai sensi del 943/2019 nel 2023, è stato inserito nel Piano di sviluppo di APG ed è incluso nella VI lista PCI.

Relativamente alla osservazione, non analizzata durante il seminario, che i progetti indicati in Delibera ARERA non siano stati considerati parte integrante del Piano, riportiamo di seguito le indicazioni delle ultime Delibere dell’Autorità:

- La Delibera 674/2018/I/EEL ARERA oltre ad “individuare come prioritari i progetti merchant lines che sono inclusi nella lista PCI 2017 o hanno già ricevuto un’esonazione da disposizioni del Regolamento (CE) 714/2009”, delibera (al punto 3) “di considerare parte integrale e prioritaria del Piano decennale di sviluppo 2018 i seguenti progetti di promotori diversi da Terna:
 - PCI Verderio (IT) - Sils (CH);
 - PCI Somplago (IT) - Würmlach (AT);
 - interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI);
 - interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaule (IT);”
- La Delibera 335/2022/I/EEL ARERA, conferma (al punto 6) di considerare “parte integrale e prioritaria del Piano di sviluppo i seguenti progetti di promotori diversi da Terna:
 - PCI codice 2.14 Interconnessione fra Thusis/Sils (CH) e Verderio Inferiore (IT), attualmente denominata “Greenconnector”;
 - interconnessione Somplago (IT) - Würmlach (AT);
 - interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI);
 - interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaule (IT);”

Alla luce di quanto riportato nelle Delibere, è **opportuno considerare come parte integrante del Piano anche i progetti merchant line con la Slovenia e con l’Austria**, considerato anche il fatto che i progetti sono in stato avanzato di sviluppo e le attività realizzative sono previste nell’orizzonte di Piano decennale. Nello specifico:

- i progetti con la Slovenia “Dekani-Zaule” e “Redipuglia-Vrtojba” sono autorizzati, hanno ottenuto l’esonazione ai sensi del 943/2019 e l’inizio costruzione è previsto per il 2025;
- il progetto “Somplago-Würmlach” ha ottenuto l’esonazione ai sensi del 943/2019, è autorizzato in Italia, ha ottenuto l’autorizzazione per la parte in cavo in Austria, ha avviato la procedura per la realizzazione della nuova stazione in Austria in collaborazione con APG e l’inizio costruzione è previsto per il 2025.

Durante il seminario è stato inoltre indicato che i progetti Merchant Line sono stati considerati ai fini delle **Analisi Costi Benefici** solo se autorizzati ed in fase di realizzazione. Come anticipato nello spunto S2, in linea con quanto applicato già per i progetti di interconnessione regolata, riteniamo **opportuno considerare anche i progetti di interconnessione “merchant line” in stato di sviluppo avanzato e per cui sono previste attività realizzative nell’orizzonte di Piano decennale**.

Alla luce di tutto quanto sopra riteniamo opportuno considerare come parte integrante del Piano ed ai fini l’analisi costi benefici, anche i progetti merchant line con la le” e “Redipuglia-Vrtojba” e con l’Austria “Somplago-Würmlach”.

Riscontro

La Delibera 674/2018/I/EEL ARERA individua come prioritari i progetti merchant lines che sono inclusi nella lista PCI o hanno già ricevuto un'esenzione in accordo al Regolamento (CE) 943/2019.

Al momento della predisposizione del Piano di Sviluppo 2023 il progetto Somplago - Wurmlach non risultava incluso nella V lista PCI o beneficiario di una esenzione ex Reg. CE 943/2019. In particolare, alla data del 31 Dicembre 2022 i procedimenti di rilascio dell'esenzione in favore del progetto e di definizione della VI lista PCI erano ancora in corso.

Il progetto è comunque riportato in figura 23 "Progetti di interconnessione pianificati e sviluppati su iniziative private" del fascicolo 4 "Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo" del Piano di Sviluppo 2023.

OSSERVAZIONE 10.2

- **OMNIA**

Apollo Link

Submission of the application form for the third party **interconnection project Apollo-Link** for the inclusion in the Italian Grid Development Plan.

Riscontro

Regarding the submission of the form for the new interconnection "under evaluation", it's reported that a public consultation process related to Merchant Lines is conducted during the preparation of the Development Plan, pursuant to Article 6 of Annex A of Delibera 692/2018. Therefore, a possible inclusion of the project in the section referred to "private initiatives" will be made when the next Development Plan is prepared (2025).

Spunto S11. Osservazioni sui progetti di interconnessione con le isole minori, in relazione ai quali il parere 335/2022/I/eel dell'Autorità (<https://www.arera.it/allegati/docs/22/335-22.pdf>) ha espresso contrarietà:

- **interconnessione Isola del Giglio**, codice 354-P (p. 145 del documento "Avanzamento Nord Est");
- **interconnessione Isola di Favignana**, codice 630-P (p. 238 del documento "Avanzamento Centro Sud").

OSSERVAZIONE S11.1

- **ELETTRICITÀ FUTURA**
- **ENEL ITALIA SPA**

Ribadiamo che resta imprescindibile il **coinvolgimento del distributore** qualora siano necessari interventi sulla propria rete.

Riscontro

*Si ringrazia l'operatore per l'osservazione. Qualora gli interventi, attualmente in fase di valutazione, siano reconsiderati all'interno del Piano, si valuteranno le modalità con cui **coinvolgere***

gli stakeholder, secondo le disposizioni del Regolatore.

OSSERVAZIONE S11.2

- **UNIEM**

UNIEM concorda pienamente con quanto evidenziato dall’Autorità nel parere negativo ai progetti di interconnessione in questione, di cui alla Delibera 335/2022/I/eel, ribadendo quanto già espresso in occasione della consultazione sul PdS 2021 e – in particolar modo – l’irragionevolezza della prevista spesa di quasi duecento milioni di euro per realizzare l’interconnessione di poche migliaia di POD nelle isole di Favignana e del Giglio, a carico dei clienti finali e in un contesto di mercato che continua ad essere caratterizzato da elevati prezzi dell’energia elettrica. A ciò si aggiunga che entrambe le Isole stanno portando avanti programmi volti alla produzione in situ di energia elettrica da fonti rinnovabili; in particolare, Favignana ha appena ricevuto un importante contributo dalla Regione Sicilia per la realizzazione di un parco fotovoltaico da 1 MW.

Riscontro

*Si ringrazia l’operatore per l’osservazione. Terna si è attenuta alle **disposizioni del parere ARERA 335/22/EEL** sopra citato.*

Spunto S12. Osservazioni sull’intervento **SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale**, codice 301-P (pagine 30-35 del documento “Avanzamento Nord Ovest”), in relazione al quale il parere 335/2022/I/eel dell’Autorità ha previsto specifiche condizioni e approfondimenti, per cui i costi di investimento attesi inizialmente a carico di Terna sono passati da 796 a 950 milioni di euro e sono soggetti ad ulteriori evoluzioni.

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S13. Osservazioni sull’intervento di **interconnessione Italia - Tunisia**, codice 601-I (pp.41-45 del documento “Avanzamento Centro Sud”), in relazione al quale il parere 335/2022/I/eel dell’Autorità ha previsto specifiche condizioni e approfondimenti, per cui i costi di investimento attesi lato Italia sono passati da 300 a 425 milioni di euro e per cui è stato previsto un contributo Connecting Europe Facility di circa 307 milioni di euro (rispetto a un costo totale atteso del progetto di 850 milioni di euro).

OSSERVAZIONE S13.1

- **AIGET**
- **EDISON**
- **ELETTRICITÀ FUTURA**
- **ENERGIA LIBERA**

In linea con quanto riportato nella risposta alla consultazione relativa al PdS 2021, si esprime la propria preoccupazione rispetto agli **impatti dell’interconnessione Italia-Tunisia sulla gestione del dispacciamento in Sicilia**, tenendo conto in particolare dello sviluppo delle FER atteso nel Sud Italia e in Tunisia e che quest’ultimo a lungo termine potrebbe tradursi in import di energia a basso costo.

Il rischio connesso allo sviluppo di questa interconnessione potrebbe essere quello di aggravare il

livello di congestione della rete siciliana, dell'elettrodotto Sorgente – Rizziconi e delle dorsali verso il nord Italia. Si fa, infatti, presente che l'ultima versione del DM Aree idonee propone un obiettivo minimo di capacità FER installata in Sicilia al 2030 di circa 10 GW, il cui dispacciamento in sicurezza sulla rete elettrica deve rappresentare un obiettivo prioritario del Piano di Sviluppo.

Si ritiene quindi che **l'entrata in esercizio del progetto 601-I dovrebbe essere subordinata alla realizzazione delle altre linee di connessione** che dovrebbero se non risolvere, quantomeno attenuare il problema delle congestioni nell'Isola, ed alla completa realizzazione del collegamento con il Continente (progetto **Tyrrhenian Link**).

Riscontro

*Si conferma che il **progetto di interconnessione Italia - Tunisia** è strettamente correlato alla realizzazione del Tyrrhenian Link e ad altri interventi di sviluppo sulla rete primaria previsti in Sicilia.*

Peraltro, dalle simulazioni previsionali di mercato, riportate anche all'interno del Documento di Descrizione degli Scenari 2022, si evince una prevalente predisposizione dell'interconnessione ad un esercizio in export da Sicilia a Tunisia, che consentirebbe di indirizzare verso l'Africa parte della produzione FER attesa nel lungo termine.

OSSERVAZIONE S13.2 - LIGHTSOURCE

Riteniamo che, rispetto al mandato della **REGST-e** di raggiungere una maggiore **integrazione tra i sistemi elettrici degli Stati membri dell'UE**, questa **interconnessione dovrebbe chiaramente essere considerata meno prioritaria**, e quindi ritardare il suo investimento rispetto allo sviluppo delle interconnessioni europee

Riscontro

Nella visione prospettica di un sistema elettrico interconnesso e decarbonizzato la regione Sicilia ricopre un ruolo strategico per il sistema Paese e per l'intera area mediterranea. Infatti, la sua posizione geografica, consente lo sviluppo di ingenti risorse rinnovabili data l'elevata disponibilità di fonti primarie e lo sviluppo di ponti energetici con il nord Africa.

*In tale contesto, la **futura interconnessione tra la rete di trasmissione italiana e tunisina è ritenuta di rilevanza strategica** per l'intero sistema elettrico di trasmissione del bacino mediterraneo e fornirà uno strumento addizionale per ottimizzare l'utilizzo delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa. L'intervento contribuirà di fatto ad incrementare i benefici non solo per il sistema elettrico italiano, ma nel complesso per l'intero sistema europeo in particolar modo in termini di sostenibilità, integrazione dei mercati e diversificazione di approvvigionamento delle risorse.*

Tra i benefici più significativi associati all'intervento vi sono l'opportunità di integrare i mercati dell'Unione Europea e dei Paesi Nord Africani, così come la possibilità di diversificare l'approvvigionamento delle risorse incrementando la sicurezza energetica. In aggiunta, risulta importante ricordare, che il nuovo collegamento Italia - Tunisia contribuirà ad una maggiore integrazione delle fonti energetiche rinnovabili nell'ottica del raggiungimento degli ambiziosi target stabiliti a livello comunitario.

Proprio in considerazione dei benefici legati allo sviluppo di questa interconnessione e della sua rilevanza, il progetto è inserito da molti anni nelle liste di PCI (projects of common interest disciplinati dal Regolamento (UE) 2022/869 -Reg. TEN-E) e candidato ad essere inserito nella VI lista (in approvazione entro la fine dell'anno) ottenendo nel 2022 il riconoscimento per la sua

realizzazione (il fondo CEF). Inoltre, sulla base del Regolamento TEN-E ai progetti riconosciuti come PCI deve essere attribuito lo status di massima importanza a livello nazionale (rif. articolo 7).

OSSERVAZIONE S13.3

- ENEL PRODUZIONE

Esprimiamo la nostra perplessità in merito al dato di **4,6 TWh previsti in esportazione verso la Tunisia**, flusso che presupporrebbe l'immissione di 525 MW baseload dal parco produttivo siciliano in export (senza considerare manutenzioni, malfunzionamenti e possibili interruzioni). Riteniamo che tale flusso non possa essere raggiunto con la sola produzione rinnovabile, se non attraverso un massiccio ricorso a sistemi di accumulo.

Un flusso in esportazione in misura pari a 4,6 TWh baseload (come riportato nel Documento di Descrizione degli Scenari 2022, Tabella 19), comporterebbe la sostanziale **saturazione della capacità di trasporto del cavo** (520MW su 600MW di capacità) per tutte le ore dell'anno, con inevitabili **effetti sul livello di sicurezza delle rete elettrica siciliana**, già caratterizzata da un livello di criticità del sistema elettrico per effetto di un limitato sviluppo della rete ad alta tensione e della dislocazione della capacità produttiva programmabile.

Riscontro

Il funzionamento del collegamento è stato simulato nel Piano di Sviluppo 2023 considerando gli scenari a livello nazionale e zonale. In particolare, ricordiamo che nello scenario FF55 al 2030, alla base delle analisi di Piano di Sviluppo, sono attesi ca. 70 GW di nuova capacità rinnovabile di cui 3,4 GW solo in Sicilia.

*Inoltre, sono previsti numerosi e rilevanti interventi di sviluppo, la cui realizzazione consentirà la maggiore capacità di scambio, nonché l'esercizio sicuro del sistema elettrico dell'isola. La **regione Sicilia** nello scenario di policy presenta elevati livelli di **penetrazione rinnovabile** tali da giustificare il flusso in export verso la Tunisia, tuttavia, il reale funzionamento del **collegamento** si può confermare **bidirezionale**, in funzione degli scenari di sviluppo a livello Europa e Nord Africa, e funzione del prezzo delle commodities in relazione alla disponibilità di fonti rinnovabili previste nell'area.*

Spunto S14. Osservazioni sull'intervento di sviluppo **HVDC Italia-Grecia**, codice 554-P (pp. 36-40 del documento "Avanzamento Centro Sud"), in relazione al quale il parere 335/2022/I/eel dell'Autorità ha previsto specifiche condizioni e approfondimenti.

(inserire qui le osservazioni)

Spunto S15. Osservazioni sugli interventi sulla rete nazionale:

- il collegamento **HVDC Centro Sud - Centro Nord**, codice 436-P (pp. 25-30 del documento "Avanzamento Centro-Sud"), in relazione al quale il Parere 335/2022/I/eel sullo schema di Piano di sviluppo 2021 ha raccomandato elevata priorità all'intervento.
- il collegamento **HVDC Continente – Sicilia – Sardegna**, denominato Tyrrhenian Link, codice 736-P (pp. 46-56 del documento "Avanzamento Centro Sud"), in relazione al quale il Parere 335/2022/I/eel sullo schema di Piano di sviluppo 2021 ha raccomandato elevata priorità al "Ramo Ovest" dell'intervento.

OSSERVAZIONE S15.1

- **AIGET**
- **EDISON**
- **ELETTRICITÀ FUTURA**

- ENERGIA LIBERA

Come espresso nella risposta S13, ribadiamo che **l'entrata in esercizio dell'interconnessione con la Tunisia dovrebbe essere subordinata alla completa entrata in esercizio del Tyrrhenian Link**. Considerata l'altissima importanza del Tyrrhenian Link nel percorso di sviluppo della capacità FER installata nel sud-Italia e della decarbonizzazione della Sardegna, è necessaria grande attenzione e accuratezza dell'analisi costi-benefici e riteniamo importante che Terna garantisca le **tempistiche di realizzazione del collegamento** e che aggiorni frequentemente gli operatori sullo stato di avanzamento dell'opera, in quanto ritardi avrebbero impatti significativi sui nuovi impianti FER progettati per entrare in esercizio nei prossimi anni. Come sempre, ribadiamo l'importanza di un **approccio sempre più cooperativo e intersettoriale con Snam** per individuare le migliori soluzioni per **la decarbonizzazione della Sardegna** (ad es. opzioni di metanizzazione dell'isola).

Riscontro

Come riportato nelle schede degli interventi presenti negli allegati di avanzamento del Piano di Sviluppo 2023, le tempistiche di completamento previste per entrambi i rami del Tyrrhenian Link sono antecedenti a quella dell'interconnessione Italia-Tunisia.

Inoltre, per gli anni in cui non è prevista la pubblicazione del Piano, sarà fornito un avanzamento di tutti gli interventi come previsto dalla Delibera 24 gennaio 2023 15/2023/R/eel.

Terna e Snam sviluppano gli scenari del DDS in maniera congiunta, per garantire una coerenza delle assunzioni alla base dell'evoluzione dei consumi finali di energia elettrica, gas naturale ed altri vettori come ad esempio l'idrogeno. Pertanto, gli scenari considerano già eventuali aspetti sinergici fra i vari vettori energetici. Il dimensionamento delle infrastrutture di trasporto è un passaggio successivo che viene affrontato nei rispettivi piani di sviluppo e può essere analizzato separatamente per ciascun settore considerando gli scenari congiunti di consumi energetici.

Spunto S16. Osservazioni sugli altri progetti dei precedenti piani di sviluppo dettagliati nei tre volumi "**Avanzamento dei Piani di sviluppo precedenti**" dello schema di Piano di sviluppo 2023, in particolare riguardo:

- la tracciabilità delle date previste di completamento delle opere, dei motivi di eventuali ritardi o posticipazioni volontarie di alcune opere;
- l'opportunità di una eventuale accelerazione o posticipazione di uno o più progetti;
- le interdipendenze con altri interventi previsti nel Piano.

Osservazioni sulla qualità e completezza delle **informazioni disponibili nelle schede intervento e nella sintesi tabellare** che accompagna lo schema di Piano di sviluppo 2023, nonché su possibili miglioramenti delle schede.

OSSERVAZIONE S16.1

- **ELETTRICITÀ FUTURA**
- **ENEL ITALIA SPA**
- **ENEL PRODUZIONE**

1. Considerando la pubblicazione dello stato di avanzamento della realizzazione delle opere e la suddivisione di quest'ultimo in 5 fasi (Pianificazione, Concertazione e/o Progettazione, Autorizzazione, Progettazione esecutiva e Realizzazione dell'opera), poiché tale livello di informazione è insufficiente a fornire un adeguato livello di **trasparenza** agli operatori, riteniamo necessario che le **percentuali di avanzamento e le relative percentuali per fase fornite per singola opera vengano corredate da specifici commenti** in cui si espliciti l'ultimo intervento autorizzativo/progettuale effettuato in merito all'opera stessa (per esempio, in fase di autorizzazione tra gli step rilevanti di cui fornire specifica potrebbero essere considerati: assoggettabilità a VIA, valutazione della commissione, esito VIA, inizio/conclusione Conferenza dei Servizi, pubblicazione del Decreto Autorizzativo).
2. Tali informazioni non dovrebbero essere **riportate solo nei documenti di “Avanzamento dei Piani di sviluppo precedenti”** ma anche all'interno della **tabella 3 Appendice - Interventi per la connessione alla RTN del documento “Evoluzione Rinnovabile e Interventi di Connessione”**. Relativamente alla suddetta tabella 3, si **ritiene necessario aggiungere l'informazione del gestore di riferimento della pratica di connessione**.
In particolare, relativamente agli **step autorizzativi**, come già riportato nello spunto S6, sarebbe inoltre utile **predisporre un repository unico di riferimento**, caratterizzato da una terminologia standardizzata, in cui rappresentare l'insieme dei progetti in autorizzazione con dettaglio sia della fase autorizzativa in cui si trovano, che delle **tempistiche** previste per l'espletamento di tutte le fasi. Infatti, attualmente per ricostruire tali informazioni in modo compiuto gli operatori devono accedere a numerose e diverse fonti, caratterizzate da differenti livelli di dettaglio e terminologie disomogenee, il che comporta un ingente sforzo per riconciliare e collegare tra loro le diverse informazioni. Tale repository potrebbe indicare informazioni quali i riferimenti del capofila del tavolo tecnico e la nuova capacità disponibile in caso di nuova stazione elettrica.
3. Al fine di aumentare la **sinergia DSO-TSO**, proponiamo l'inserimento delle **date aggiornate di fine intervento corredate da quante più informazioni possibili** (posticipazioni/ritardi ecc.) come aggiornamento di quanto eventualmente già comunicato nelle precedenti edizioni del PdS Terna. È inoltre auspicabile prevedere una accelerazione degli interventi previsti a PdS che vincolano la connessione delle nuove cabine primarie e/o il potenziamento di cabine primarie esistenti, nonché la connessione di unità di consumo e produzione.
Ribadiamo che gli interventi che prevedano impatti sulla rete del DSO, prima di essere inseriti all'interno del PdS, devono necessariamente essere condivisi con lo stesso distributore attraverso un'attività di concertazione volta a valutarne l'effettiva realizzabilità in termini tecnici. È inoltre importante specificare l'interdipendenza con altri lavori presenti nel PdS nonché l'eventuale impatto in termini di opere di rete sulla rete di altri distributori.

Riscontro

1. *All'interno degli allegati del Piano “Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti” nelle schede di dettaglio degli interventi di sviluppo sono riportate in modo sintetico le **principali informazioni di avanzamento delle opere** in merito a descrizione, tempistiche e avanzamenti progettuali. Inoltre, nel paragrafo 2 dei medesimi documenti, sono riportati in forma tabellare **avanzamenti agli iter autorizzativi conseguiti**, in corso e in fase di concertazione. In aggiunta, la sintesi tabellare del Piano riporta gli **avanzamenti delle opere di ciascun intervento**. Ad ogni modo, si ringrazia l'operatore per lo spunto e valuteremo la possibilità di includere maggiori dettagli all'interno delle schede intervento.*
2. *In merito all'allegato del Piano “Evoluzione Rinnovabile e Interventi di Connessione”, si condivide la necessità di avere un **repository unico** di riferimento per lo **stato di avanzamento degli iter autorizzativi** delle opere, tuttavia, in riferimento alle opere di connessione per gli impianti FER è il proponente a portare in autorizzazione l'impianto di produzione e le opere*

connesse. Pertanto, Terna è anch'essa utilizzatrice dell'informazione, non avendo la disponibilità del dato fino al termine della procedura autorizzativa. Seppur si comprende l'utilità, si ritiene complesso fornire, per quest'ultima tipologia di impianti citata, informazioni relative alle tempistiche previste per l'espletamento di tutte le fasi del processo essendo queste fortemente dipendenti da soggetti terzi (es. Produttori, Enti Autorizzanti, etc.).

- 3. In merito al **coordinamento TSO-DSO**, Terna, tenendo conto in fase di pianificazione delle condizioni attuali e previsionali della rete, individua l'esigenza elettrica, ed a fronte di essa definisce un intervento di sviluppo nel proprio Piano. Tale esigenza, generalmente discussa con il DSO, si tradurrà, a valle delle opportune verifiche tecniche, in un progetto condiviso con il DSO. Qualora, a fronte di un esame congiunto, non fosse possibile la realizzazione dell'intervento identificato come ottimale, di comune accordo con il DSO, Terna individua alternative progettuali.*

Eventuali ulteriori osservazioni

Nr. progressivo	Osservazione ¹	Documento	Paragrafo
1	<p>- ELETTRICITÀ FUTURA - ENEL ITALIA SPA</p> <p>In termini generali si evidenzia che il Piano di Sviluppo dovrebbe tenere adeguatamente in conto le iniziative di sviluppo di “mercato”, piuttosto che privilegiare gli interventi “regolati” rispetto a queste ultime. Ciò vale in particolare per le iniziative di interconnessione merchant, alcune delle quali – come evidenziato nella risposta allo spunto S10 - non sono state integrate nel Piano di Sviluppo nonostante quanto indicato nel Parere dell’Autorità al Piano 2021.</p> <p>Analoghe riflessioni possono essere estese agli ulteriori asset funzionali all’integrazione delle rinnovabili, quali ad esempio i Sistemi di Accumulo, rispetto ai quali dovrebbe esser dato adeguato spazio alle iniziative sviluppate dagli operatori di mercato.</p>		
	<p><i>Riscontro</i></p> <p><i>La Delibera 674/2018/I/EEL ARERA individua come prioritari i progetti merchant lines che sono inclusi nella lista PCI o hanno già ricevuto un’esonazione in accordo al Regolamento (CE) 943/2019. Nel Piano di Sviluppo si tengono in considerazione le sole iniziative che si trovano in uno stato di avanzamento più concreto.</i></p> <p><i>Per quanto concerne gli accumuli, va considerato che Terna ha stimato un fabbisogno accumuli che può essere coperto da eventuali sviluppi merchant e/o da capacità contrattualizzata attraverso il meccanismo accumuli. Eventuali iniziative di mercato possono essere considerate nella definizione del contingente dell’asta.</i></p>		

¹ Specificare il documento a cui si riferisce ciascuna osservazione e, ove applicabile, il relativo paragrafo (o altro riferimento).

2	<p>- ELETTRICITÀ FUTURA - ENEL ITALIA SPA</p> <p>Al fine di riuscire ad ottenere una migliore previsione dell'effettiva realizzazione nei tempi previsti da Terna delle opere HyperGrid e al fine di cogliere gli effettivi benefici dell'innovativo approccio modulare di autorizzazione delle opere suddette, sarebbe utile che ARERA fornisse alcune specifiche in merito a:</p> <p>a) modalità di selezione dei 3 progetti, rispetto ai 4 presentati nell'istanza Terna, relativi al biennio 2023-2024 e previsti per l'applicazione iniziale e sperimentale del nuovo approccio autorizzativo;</p> <p>b) sviluppo ed evoluzione dell'approccio a valle di un eventuale risultato positivo della sperimentazione;</p> <p>c) tempistiche previste per l'espletamento dell'autorizzazione rispettivamente della fase 1 (relativa a studi di prefattibilità, spese di project management, attività di concertazione autorizzativa, studi di fattibilità...) e della fase 2 (relativa ai costi di progettazione esecutiva e che, da quanto riferito da Terna nel seminario, ha inizio contestualmente alla data di avvio dei cantieri indicata da Terna stessa); tali informazioni sarebbero particolarmente utili per verificare l'effettiva velocizzazione e semplificazione del processo autorizzativo, derivanti dall'adozione dell'approccio modulare.</p>	Delibera 015/23	
3	<p>- ELETTRICITÀ FUTURA - ENEL ITALIA SPA</p> <p>All'interno dello S7 sicurezza il riferimento "la sezione 4.3.1 su interventi per qualità, e resilienza, in particolare pagine 245-246" è errato. Il riferimento esatto risulta essere alle pag.74-75 del documento Stato del sistema elettrico.</p>	Stato del sistema elettrico	Par.4.4.1. Tabelle 7-8-9
	<p><i>Riscontro</i></p> <p><i>Si ringrazia per l'osservazione in merito al riferimento non corretto nello spunto S7.</i></p>		

4	<p>ELETTRICITÀ FUTURA</p> <p>Fino a metà 2019 Terna ha pubblicato nella sezione “Notizie di esercizio” degli aggiornamenti per informare gli operatori dell’entrata in esercizio di nuovi asset della RTN. Questa pratica oggi avviene molto più sporadicamente e solo con riferimento agli asset di maggiore rilievo. Auspichiamo che Terna ripristini questa attività, aggiornando periodicamente sullo stato di entrata in esercizio di nuovi asset della/sulla rete.</p>		
	<p><i>Riscontro</i></p> <p><i>Il completamento delle opere di sviluppo è reso noto all’interno degli allegati “Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti” - paragrafo 2 “Stato di avanzamento delle principali opere degli interventi di sviluppo della RTN” – dove sono riportate in forma tabellare le opere di sviluppo entrate in servizio nel biennio precedente l’anno di pubblicazione.</i></p> <p><i>Inoltre, per gli interventi principali, Terna pubblica anche comunicati stampa consultabili nel sito Terna.</i></p> <p><i>Inoltre, in caso di informazioni legate alle infrastrutture di trasporto di energia elettrica di cui all'art. 9 del regolamento EU 543/2013 le stesse vengono pubblicate sulla piattaforma centrale di ENTSO-E, così come ai sensi del Regolamento UE 1227/2011 (REMIT), ulteriori informazioni ricadenti nell'art. 4.1 del REMIT vengono pubblicate sulla Piattaforma Informazioni privilegiate (PIP) del GME.</i></p>		