

Spunto	Commento di carattere generale	Riferimento
SO.		n/d
	<p>Società/Associazione/Organismo: EP Produzione</p> <p>Come correttamente riportato in premessa al PDS, in considerazione del ruolo di coordinamento che il TSO istituzionalmente ricopre e dell'ampia visione che lo stesso ha su tutto il Sistema e sugli scenari potenzialmente, il documento in consultazione rappresenta un importante riferimento programmatico. Per tale ragione riteniamo sia di fondamentale importanza che il PDS affronti con un approccio più analitico, da un lato, ampliando e ipotesi di scenario ai macro sviluppi attesi nei prossimi mesi/anni (Capacity Market, Prezzi negativi, riforma MSD, sviluppo smart grid e accumuli) e, dall'altro, esporre i possibili impatti di tali sviluppi ed ipotizzare le possibili soluzioni e strumenti volti a gestire tali impatti.</p> <p>Ciò premesso ribadiamo alcune osservazioni di carattere generale già in parte implicitamente riportate nel documento di richieste inviato a metà gennaio:</p> <ul style="list-style-type: none"> • [SO.A] Il piano di sviluppo descrive uno scenario caratterizzato da un ulteriore significativo incremento della generazione distribuita e gli interventi sulla rete che si renderanno necessari sia per garantire la sostenibilità di tale sviluppo che per garantire il processo di integrazione con i mercati Europei, tutti fattori che, nel complesso, incideranno inevitabilmente sui flussi interzonalari ed intrazonari. Riteniamo che nel PDS debba essere precisato se, alla luce di tali cambiamenti saranno apportate modifiche alla "procedura per la definizione dei limiti di transito" ed eventualmente in quali aspetti della procedura (dati di ingresso, criteri di calcolo, ecc..) • [SO.B] Lo scenario descritto da TERNA porta uno sviluppo rilevante di fotovoltaico (23 GW nel medio periodo, 29,7 GW nel lungo periodo), dato estremamente sfidante (in considerazione della sostanziale assenza di incentivi) che rappresenta uno dei driver più importanti del piano di interventi sulla rete. In considerazione del carattere programmatico del documento riteniamo che sia importante: <ul style="list-style-type: none"> ○ rilasciare informazioni sugli input e le argomentazioni a sostegno di tale significativo sviluppo ed evidenziare gli impatti di tale sviluppo abbinato alla riduzione della capacità Termoelettrica; ○ valutare gli impatti di tale sviluppo; ○ individuare le possibili soluzioni; • [SO.C] Riteniamo che un capitolo (eventualmente nella sezione "principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati") dovrebbe contemplare alcuni elementi di scenario non ancora formalmente approvati ma in procinto di approvazione/definizione (o che anche nel dubbio dell'approvazione finale siano ad considerarsi potenzialmente ad alto impatto), quali: <ul style="list-style-type: none"> ○ Il capacity market ○ L'introduzione dei prezzi negativi nei mercati dell'energia e dei servizi ○ Lo sviluppo ulteriore della generazione distribuita e degli accumuli ○ La riforma degli sbilanciamenti <p>[SO.D] Sempre in considerazione del carattere programmatico e di analisi prospettica che il PDS ricopre, sarebbe utile prevedere (ad es. nel paragrafo Analisi Costi benefici) una sezione dedicata alle stime del fabbisogno di riserva, di bilanciamento e di servizi ancillari in generale,</p>	

accompagnata dalla visione di TERNA quali possano essere in futuro gli strumenti più idonei a sopperire a tale crescente fabbisogno (es: back-up termoelettrico, impianti flessibili, stoccaggi, ecc).

Riscontro Terna:

Come noto la società Terna, ai sensi della Concessione (art. 9, d.lgs. 93/11), al fine di assicurare uno sviluppo della RTN in linea con le necessità di copertura della domanda di energia elettrica e di svolgimento del servizio, predispone annualmente un Piano di Sviluppo decennale, contenente le linee di sviluppo della RTN definite sulla base:

- dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione della domanda da soddisfare nell'arco di tempo preso a riferimento;
- della necessità di potenziamento delle reti di interconnessione con l'estero nel rispetto delle condizioni di reciprocità con gli Stati esteri e delle esigenze di sicurezza del servizio nonché degli interventi di potenziamento della capacità di interconnessione con l'estero realizzati da soggetti privati;
- della necessità di ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali, anche in base alle previsioni sull'evoluzione e sulla distribuzione della domanda;
- delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto.

Pertanto, proprio per perseguire l'obiettivo di pianificazione/sviluppo della rete di trasmissione nazionale quanto più affidabile possibile vengono tenuti in conto quei segnali provenienti dal mercato laddove il quadro regolatorio/normativo è fissato/definito al fine di non introdurre alee nella complessa definizione degli scenari di riferimento.

[S0.A]

La procedura per la definizione dei limiti di scambio, in ottemperanza alle delibere dell'AEEGSI, fornisce metodi e criteri per il calcolo dei limiti di scambio tra zone di mercato e si basa principalmente su analisi di rete statiche, opportunamente supportate da verifiche in regime dinamico per le porzioni di rete di Sicilia, Sardegna e sud Italia.

Tali analisi sono svolte annualmente tenendo conto degli scenari di riferimento più aggiornati relativi all'anno N, delle modifiche di rete registrate nel corso dell'anno N e delle variazioni topologiche e di scenario attese all'anno N+1 a cui i limiti di transito si riferiscono.

Tale procedura è oggetto di periodici aggiornamenti evolvendo contestualmente all'evolversi del sistema elettrico; nella sua ultima versione, in particolare, tiene conto del carico residuo e, quindi, della generazione rinnovabile diffusa. Non si prevedono al momento variazioni della procedura della definizione dei limiti di transito.

[SO.B]

Il processo di pianificazione delle esigenze di sviluppo della RTN, parte dall'analisi del funzionamento del sistema elettrico sia nello stato attuale sia in quello previsto su scenari previsionali di medio (+ 5 anni) e lungo termine (+10 anni). Per la definizione degli scenari di sviluppo della rete viene rappresentata nel PdS l'evoluzione della parco di generazione, per il quale i dati di input considerati sono quelli ritenuti coerenti con i più aggiornati indici macroeconomici disponibili nonché con gli scenari adottati a livello Europeo, principalmente in ambito ENTSO-E.

In particolare, per quanto concerne lo sviluppo del parco fotovoltaico in Italia, la previsione del PdS 2015 ha tenuto conto dei seguenti fattori:

1. Analisi dei trend di installato in grid parity nel corso del 2014;
2. Stima della remunerazione minima necessaria per ripagare l'investimento in un certo pay back period;
3. Stima dei benefici economici di un impianto fotovoltaico, derivanti da vendita di energia, risparmio di energia, oneri generali, etc.;
4. Stima del livello di grid parity, ottenuta confrontando i benefici economici con l'LCOE (Levelized Cost Of Energy viene valutato sulla base di un modello di calcolo e valutato per macrozona NORD, SUD, CENTRO e per classi di potenza.);
5. Ipotesi sull'evoluzione in grid parity del fotovoltaico considerando gli obiettivi della SEN.

Si evidenzia inoltre che la previsione del PdS 2015 (riferita al periodo 2014-2024), è stata aggiornata per l'edizione PdS 2016, disponibile sul sito di Terna.

Ai fini della pianificazione dello sviluppo del sistema elettrico, si ritiene significativo costruire degli scenari di riferimento per il Piano di Sviluppo che recepiscano le variabili di input (es. riduzione capacità termoelettrica, incremento capacità interconnessione, incremento capacità installata rinnovabile, variazione domanda, etc.) nel loro insieme, in considerazione anche delle complesse inter-relazioni tra le stesse. Al fine di garantire una maggiore trasparenza nella definizione degli interventi di sviluppo e garantire anche la coerenza con il TYNDP 2016 ENTSO-E, nell'edizione 2016 del Piano di Sviluppo sono riportati anche i trend attesi in linea con le Vision 1 e Vision 3.

Nello stesso modo in cui si valuta l'insieme dei dati di previsione del fabbisogno e della generazione, il capitolo 6 - Risultati Attesi - sintetizza la stima degli effetti dell'implementazione del Piano di Sviluppo sulla Rete di Trasmissione Nazionale, in termini di incremento della capacità di trasporto con l'estero, l'incremento dei limiti di transito tra zone di mercato, aumento degli indici di affidabilità, capacità liberata per favorire la produzione da fonti rinnovabili e scambi energetici.

[SO.C] Con considerazioni di carattere generale, le analisi per la definizione degli sviluppi RTN dovrebbero tener conto delle indicazioni di prezzo e dei mercati senza vincolarsi in modo univoco a fenomenologie relative alla previsione dei prezzi dell'energia soggette, come noto, a ben altre variabili (deliberazioni delle autorità di regolazione, prezzi dei combustibili, strategie dei traders, etc.). In tale contesto, lo scenario di riferimento tiene conto di tutto il set informativo disponibile alla data di predisposizione del Piano di Sviluppo, ivi incluso il quadro normativo riportato in allegato 1 al Piano di Sviluppo.

Con specifico riferimento:

- al capacity market, si fa presente che è attualmente in corso di discussione in ambito Europeo, pertanto al momento non sono note le indicazioni di merito con cui verrà regolato e le metodologie di applicazione;
- all'introduzione dei prezzi negativi nei mercati dell'energia e dei servizi e della riforma dei sbilanciamenti, al momento non ci sono elementi chiari sulla base dei quali poter condurre analisi di dettaglio per la verifica degli impatti;
- allo sviluppo di ulteriore generazione distribuita, della stessa si tiene conto nell'ambito degli scenari previsionali di breve e lungo termine;.
- allo sviluppo ulteriore e degli accumuli, non si registrano al momento dati di esercizio significativi.

[S0.D]

Terna conduce analisi probabilistiche volte a valutare la capacità del sistema elettrico italiano di soddisfare il fabbisogno con un sufficiente livello di affidabilità, basandosi su metodo di calcolo Monte Carlo non sequenziale, per compiere analisi probabilistiche su un intero anno di esercizio del sistema elettrico. Queste analisi, nelle quali si tiene conto degli approvvigionamenti di riserva, sono finalizzate a valutare gli indici di affidabilità nei diversi scenari di sviluppo a valle dell'implementazione degli interventi di rete. Il PdS 2015 riporta valutazioni prospettiche relativamente alla capacità di regolazione del sistema elettrico. In particolare, le analisi affidabilistiche, riportate al paragrafo 3.1 del PdS 2015 hanno confermato l'adeguatezza del sistema elettrico.

Spunto	Osservazioni di carattere generale (incluse le modalità di coinvolgimento degli stakeholder e l'utilità del Piano di Sviluppo) e commenti sul processo di pianificazione della rete elettrica	Riferimento
S1.		<i>Piano di Sviluppo, Capitolo 1</i>
Società/Associazione/Organismo: ASSOELETTRICA		
<p>[S1.A] Come già evidenziato in passato in relazione al PdS 2014, si segnala che andrebbero riportate nel Piano le informazioni relative agli interventi previsti nei piani di realizzazione delle opere di difesa del sistema (c.d. Piano di Difesa, ex art.11 della Convenzione allegata alla Concessione Terna), dando contestualmente evidenza del coordinamento con il Piano di Sviluppo.</p>		
<p>[S1.B] Inoltre, alla luce del fatto che, finalmente, il PdS 2012 è stato approvato, si chiede che sia pubblicato il parere rilasciato dall'Autorità al MISE riguardo al suddetto Piano. Infine, sarebbe utile aver informazioni circa i pareri relativi ai successivi piani di sviluppo (PdS 2013 e 2014).</p>		
Società/Associazione/Organismo: EP Produzione		
<p>Si rimanda a quanto detto in premessa.</p>		
<p>[S1.B] Inoltre, alla luce del fatto che, finalmente, il PdS 2012 è stato approvato, si chiede che sia pubblicato il parere rilasciato dall'Autorità al MISE riguardo al suddetto Piano. Infine, sarebbe utile aver informazioni circa i pareri relativi ai successivi piani di sviluppo (PdS 2013 e 2014).</p>		
Società/Associazione/Organismo: Edison SpA		
<p>Il processo di pianificazione della rete elettrica attuato da Terna rappresenta una prassi consolidata nel panorama dei TSO europei: l'analisi delle criticità della rete è fondamentale per identificare correttamente le priorità di sviluppo e scegliere gli investimenti prioritari. Di fondamentale importanza è anche il coordinamento con la Strategia Energetica Nazionale (SEN) e, più in generale, con gli obiettivi di politica ambientale fissati a livello UE.</p>		
<p>Edison accoglie quindi con favore l'approccio adottato da Terna nelle ultime edizioni del Piano di Sviluppo, basate su scenari sviluppati in coerenza con le visioni adottate da ENTSO-E nel TYNDP e con le stime aggiornate sull'evoluzione del settore elettrico a livello nazionale e europeo. Si apprezza altresì la pubblicizzazione nel PDS 2015 dell'elenco dei PCI di interesse nazionale, così come da noi auspicato nella consultazione sulle edizioni 2013 e 2014.</p>		
<p>[S1.C] Per quanto attiene il coinvolgimento degli stakeholder, la Società concorda con la procedura adottata per la consultazione pubblica (formato per le risposte, possibilità di presentare domande, seminario pubblico con presentazione di Terna e risposta alle domande, invio delle osservazioni da parte degli operatori e risposta finale di Terna): auspicheremmo, tuttavia, che, compatibilmente con le tempistiche organizzative dell'Autorità, la consultazione possa avvenire entro il mese di luglio e non, come accaduto in questo caso, all'inizio dell'anno successivo.</p>		
<p>[S1.B] Infine chiederemmo, se possibile, di rendere pubblico il parere 214/13/l/eel relativo alla valutazione espressa sul Piano di Sviluppo 2012, approvato nella riunione del 22 maggio 2013 (immaginiamo che la pubblicazione fosse stata sospesa in attesa dell'approvazione definitiva del PDS 2012 da parte del Ministero avvenuta lo scorso mese di giugno), nonché di fornire indicazioni sulle tempistiche con cui sarà reso il parere sulle</p>		

edizioni 2013 e 2014.

Riscontro Terna:

[S1.A] Terna predispone ogni anno, ai sensi della Legge n. 290 del 27 ottobre 2003, il “Piano di Miglioramento dei Sistemi di Difesa per la Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale” (di seguito Piano per la Sicurezza), un programma di interventi a tutela della sicurezza del sistema elettrico nazionale, sottoposto per approvazione al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE). Gli investimenti riportati nel Piano per la Sicurezza fanno riferimento ad un orizzonte temporale di quattro anni.

Si evidenzia che Terna, nella fase di pianificazione degli interventi del PdS, che ha finalità ed orizzonti temporali diversi, tiene conto anche dell’implementazione delle attività programmate nel Piano per la Sicurezza, tenendo conto di possibili sinergie senza sovrapposizioni.

[S1.B] Il parere 214/13/l/eel relativo alla valutazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sullo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN anno 2012 è stato reso pubblico sul sito dell'AEEGSI.

[S1.C] Si condivide una impostazione delle tempistiche di consultazione che si concluda entro il mese di luglio al fine di consentire a Terna di tener conto dei commenti nella edizione successiva del Piano di Sviluppo.

Spunto	Commenti riguardanti le ipotesi utilizzate nello schema di PdS 2015 per gli scenari di riferimento (es. domanda di energia, domanda di potenza ed evoluzione della generazione)	Riferimento
S2.	(nota: per commenti sull'approccio utilizzato per costruire gli scenari e i relativi orizzonti temporali si rimanda al punto C1 del Documento per la Consultazione 464/2015/R/EEL)	<i>Piano di Sviluppo Capitolo 2</i>
<p>Società/Associazione/Organismo: ASSOELETTRICA</p> <p>[S2.A] Si chiede un maggiore livello di dettaglio riguardo alla stima dell'evoluzione del parco termoelettrico, ad esempio tramite l'inserimento di una tabella che riporti l'elenco nominativo di ogni impianto in dismissione (attuale o futura) o conservazione con la relativa potenza.</p> <p>[S2.B] Si condivide che Terna abbia previsto uno scenario "Base" caratterizzato da una stagnazione/diminuzione della domanda elettrica, in linea con gli scenari macroeconomici attuali e attesi in futuro. E' altresì pienamente condivisibile l'utilizzo dello scenario più critico tra quello "base" e quello "sviluppo", in relazione alle specifiche problematiche di esercizio in esame. Come suggerito dall'Autorità nell'appendice C al DCO 464/2015, è auspicabile una chiarificazione degli ambiti di utilizzo dello scenario di sviluppo" e dello "scenario base", con particolare riferimento alle attività identificazione delle possibili problematiche, di valutazione costi-benefici e selezione delle opere.</p> <p>Società/Associazione/Organismo: Edison SpA</p> <p>[S2.B] La scelta di due differenti scenari di domanda obbedisce alla necessità per il TSO di identificare le situazioni potenzialmente più stressanti alle quali il sistema elettrico dovrà essere capace di rispondere nel futuro. Ciò premesso riscontriamo con favore come le previsioni dei consumi nello scenario di sviluppo e nello scenario base si siano ridotte rispetto alle edizioni precedenti, in coerenza con i principali trend macroeconomici; addirittura per la prima nell'edizione 2015 compare uno scenario con una leggera decrescita dei consumi, situazione particolarmente realistica stante i continui investimenti in efficienza energetica che rendono sempre meno probabile una ripartenza dei consumi di energia elettrica.</p> <p>[S2.C] Terna stima una domanda alla punta che supera i 60 GW solamente nello scenario di sviluppo al 2024: evidenziamo, tuttavia, che il sistema elettrico ha già raggiunto nell'estate particolarmente torrida del 2015 una potenza di picco di poco inferiore ai 60 GW; le stime sulla potenza di picco del PDS 2015 appaiono, quindi, superate dagli eventi. Auspichiamo che Terna nelle prossime edizioni del Piano possa tenere in conto nella stima della potenza alla punta anche di situazioni di questo tipo, eventualmente aggiungendo alle ipotesi alta e bassa anche un'ipotesi estrema.</p> <p>[S2.D] Le stime della produzione rinnovabile sono in linea con le edizioni precedenti e fanno leva sul raggiungimento della grid parity per il fotovoltaico e sul mantenimento di opportune forme di sostegno per le altre fonti. Su entrambi questi aspetti incombe un certo rischio regolatorio legato sia al valore degli incentivi nel tempo sia alle condizioni di sostegno implicito alle fonti rinnovabili quali le agevolazioni tariffarie nelle configurazioni SEU (Sistemi Efficienti di Utente): come già avuto modo di sottolineare con riferimento alle edizioni 2013 e 2014, Edison vedrebbe opportuno inserire nel PDS anche un'analisi della crescita delle fonti rinnovabili al variare delle condizioni dello scenario regolatorio (ad esempio al variare della quota degli oneri generali di sistema addebitati all'energia autoconsumata nei SEU oppure in presenza o meno di incentivi sulle fonti diverse da quella fotovoltaica).</p>		

Società/Associazione/Organismo: | EP Produzione

[S2.A] Si chiede un maggiore livello di dettaglio riguardo alla stima dell'evoluzione del parco termoelettrico, ad esempio tramite l'inserimento di una tabella che riporti l'elenco nominativo di ogni impianto in dismissione (attuale o futura) o conservazione con la relativa potenza.

[S2.B] Si condivide che Terna abbia previsto uno scenario "Base" caratterizzato da una stagnazione/diminuzione della domanda elettrica, in linea con gli scenari macroeconomici attuali e attesi in futuro. E' altresì pienamente condivisibile l'utilizzo dello scenario più critico tra quello "base" e quello "sviluppo", in relazione alle specifiche problematiche di esercizio in esame.

Riscontro Terna:

[S2.A] Per ragioni di riservatezza delle informazioni, rientrando tali informazioni nei piani industriali delle aziende, non si inserisce l'elenco nominativo di ogni impianto in dismissione o conservazione, tuttavia si inserisce nel paragrafo "Evoluzione della generazione, Sviluppo del parco produttivo termoelettrico" l'informazione relativa alla consistenza del parco termoelettrico italiano con la capacità produttiva efficiente in dismissione, indisponibile o in conservazione. In tal senso il PdS 2016 fornisce la ricognizione degli impianti indisponibili pari oggi a 19 GW (di cui circa 3 GW in attesa di autorizzazione).

[S2.B] La scelta degli scenari per la valutazione degli interventi di sviluppo della RTN deve essere cautelativamente a vantaggio della sicurezza, in modo da preservare un buon grado di resilienza della rete a fronte di fenomeni ad oggi scarsamente prevedibili ma di probabilità di realizzazione non marginale; in tal senso la responsabilità delle performance della RTN sono in capo a Terna che pertanto pianifica lo sviluppo della rete nello scenario ritenuto più critico (principalmente di "sviluppo" e per altri casi, ad esempio il calcolo dell'overgeneration, lo scenario "base").

[S2.C] La previsione di potenza alla punta, più complessa rispetto alla previsione delle domanda di energia, tiene conto di numerosi fattori. Come osservato la nuova punta di potenza è pari a 59.353 MW (registrata il 21 luglio 2015), in occasione della concomitanza di più fattori esterni di cui il principale è la temperatura media elevata; questo ha indotto Terna ad aggiornare la stima della potenza alla punta nel primo PdS utile successivo all'evento registrato: i risultati di tale evento sono esposti nel capitolo scenari di riferimento nella nuova edizione del PdS 2016.

[S2.D] Si condivide che le previsioni di medio e lungo termine di capacità installata alimentata a fonte rinnovabile non programmabile variano sostanzialmente in dipendenza dello scenario regolatorio e normativo. L'impegno di Terna è fornire la migliore previsione riducendo al massimo l'aleatorietà che altrimenti sarebbe poco fruibile ai fini della pianificazione della Rete di Trasmissione Nazionale (cfr. risposte allo spunto S0).

Spunto	Commenti sulle esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano correlate a i) copertura fabbisogno, ii)	Riferimento
S3.	congestioni interne, iii) interconnessione; iv) sicurezza e qualità; v) sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili e vi) esigenze di regolazione per "overgeneration"	<i>Piano di Sviluppo, Paragrafi 3.1 – 3.6</i>
<p>Società/Associazione/Organismo: AIGET – Associazione Italiana di Grossisti di Energia e Trader</p> <p>[S3.A] In merito all'interconnessione elettrica Italia - Montenegro, nel paragrafo 3.3 si afferma che tale progetto rappresenterebbe un'opportunità per l'Italia, in quanto assicurerebbe "un aumento della competitività del mercato, oltre che un canale di scambio di energia elettrica disponibile a prezzi sensibilmente inferiori sia nel medio che nel lungo periodo". Tale affermazione non ci risulterebbe però finora sostenuta da alcuna evidenza concreta in termini quantitativi: in tema di prezzi il mercato montenegrino non è trasparente, il paese non sta lavorando per creare una propria borsa e ad oggi utilizza come prezzo di riferimento quello della borsa ungherese, a cui si viene aggiunto il costo di import. Inoltre, durante il seminario del 20 gennaio scorso, Terna avrebbe confermato uno spread sui prezzi dell'elettricità tra Italia e Montenegro pari a 30 €/MWh: questa valutazione ci risulterebbe però improbabile. La DG Energy UE nel suo "Quarterly Report on European Electricity Markets" sul primo trimestre del 2015 riporta infatti per esempio un prezzo medio dell'elettricità baseload ungherese pari a 32 €/MWh, contro i 47 €/MWh italiani. Anche i listini delle borse ci consegnano dati di tutt'altra portata: il 28 gennaio 2015, sul mercato italiano il prezzo Cal 17 era pari a circa 39,85 €/MWh (bid= 39,75 e ask= 39,95), mentre lo stesso prodotto sul mercato ungherese valeva circa 37,6 €/MWh (bid= 37,35 e ask= 37,9). Considerando che ai prezzi ungheresi andrebbe poi aggiunto anche il costo di import dall'Ungheria al Montenegro, invitiamo quindi Terna a ricalcolare lo spread in oggetto e a darne pubblica evidenza.</p>		
<p>Società/Associazione/Organismo: EP Produzione</p> <p>[S3.B] Si chiede che nel PDS sia contemplata la necessità di garantire nel lungo termine un adeguato livello di riserva, previsto in diminuzione a causa della progressiva diminuzione del back-up termoelettrico a fronte di un incremento del fabbisogno.</p> <p>[S3.C] Si esprime inoltre preoccupazione per quanto riportato al paragrafo 3.6 ("Analisi delle esigenze di regolazione del sistema elettrico"), riguardo alla previsione che a valle di tutti gli interventi previsti si renderanno comunque necessarie azioni di modulazione della generazione FRNP. Si chiede una maggiore chiarezza sulle modalità e gli interventi con cui Terna gestirà la consistente Over Generation nel breve-medio termine.</p>		
<p>Società/Associazione/Organismo: Energia Concorrente</p> <p>[S3.A] In merito all'interconnessione elettrica Italia - Montenegro, nel paragrafo 3.3 si afferma che tale progetto rappresenta un'opportunità per l'Italia in quanto assicurerebbe "un aumento della competitività del mercato, oltre che un canale di scambio di energia elettrica disponibile a prezzi sensibilmente inferiori sia nel medio che nel lungo periodo". Tale affermazione non risulta sostenuta da alcuna evidenza concreta in termini quantitativi: come è noto, in tema di prezzi il mercato montenegrino non è trasparente, il Paese non sta creando una propria Borsa elettrica e ad oggi utilizza come prezzo di riferimento quello della Borsa ungherese, a cui viene aggiunto il costo di import.</p>		

Inoltre, durante il seminario del 20 gennaio scorso, Terna ha confermato uno *spread* sui prezzi dell'elettricità tra Italia e Montenegro pari a 30 €/MWh. Questa valutazione non risulta suffragata da elementi di fatto. Per esempio, la DG Energy UE nel suo *Quarterly Report on European Electricity Markets* sul primo trimestre del 2015 riporta un prezzo medio dell'elettricità *baseload* ungherese pari a 32 €/Mwh contro i 47 €/Mwh italiani. Anche i listini delle borse ci consegnano dati di tutt'altra portata: nella giornata del 28 gennaio 2015, sul mercato italiano il prezzo Cal 17 è pari circa a 39,85 €/MWh (bid= 39,75 e ask= 39,95), lo stesso prodotto sul mercato ungherese vale circa pari a 37,6 €/Mwh (bid= 37,35 e ask= 37,9). Auspichiamo che Terna ricalcoli lo *spread* in oggetto e ne dia pubblica evidenza.

[S3.D] Sempre riguardo all'interconnessione elettrica Italia - Montenegro, risulta che Terna abbia in passato partecipato, senza successo, alla *Call of Proposal 2014* per l'inclusione del progetto stesso nel programma *Connecting Europe Facility*. Riteniamo debbano essere rese pubbliche le motivazioni di tale rigetto. Il fatto che la Commissione Europea non abbia ritenuto il progetto meritevole di finanziamento rende necessaria una ulteriore, attenta riflessione sulla sua effettiva convenienza.

Società/Associazione/Organismo: | Edison S.p.A.

Il sistema elettrico nazionale è caratterizzato da un rilevante rischio di overgeneration (specialmente nelle giornate di basso carico e alta produzione rinnovabile): Terna nel PDS evidenzia come l'integrazione dei mercati non solo a livello di day-ahead e intraday, ma anche a livello di bilanciamento possa consentire di ridurre la generazione in eccesso a valori inferiori a 1 TWh, con ciò evitando costose azioni di modulazione al ribasso delle fonti rinnovabili. Tale risultato, tuttavia, è ottenibile solamente in presenza di un mercato di bilanciamento europeo piuttosto liquido: su questo ambito siamo, tuttavia, in una fase sperimentale (ad esempio progetti di scambio della riserva terziaria quali il TERRE) e le tempistiche di adozione di un mercato di bilanciamento unico a livello transnazionale sono piuttosto lunghe (si pensi che il framework regolatorio in merito – leggasi *balancing grid code* – non è ancora stato approvato). L'overgeneration appare, quindi, destinata a rimanere elevata ancora per diversi anni: sarebbe quindi opportuno che il PDS riporti anche quali misure possano essere adottate da Terna per gestire questo fenomeno nelle more di un mercato di bilanciamento integrato. Ad esempio con l'ultima versione dell'allegato A72 Terna ha migliorato il piano di distacco diffuso degli impianti a fonte rinnovabile connessi in media e bassa tensione, prevedendo delle comunicazioni da remoto: sottolineiamo, tuttavia, che manca ancora una adeguata remunerazione delle azioni di modulazione al ribasso. Ci rendiamo conto che il quadro regolatorio al riguardo debba essere definito dall'Autorità, ma auspichiamo che Terna possa farsi parte diligente insieme con gli operatori nel richiedere le opportune modifiche e consentire agli impianti rinnovabili disconnessi di vedersi riconosciuta la mancata produzione (possibilità oggi limitata ai soli impianti eolici connessi alla RTN).

[S3.E] Infine nelle recenti edizioni del Piano di Sviluppo il tema dell'inerzia del sistema e della associata potenza di cortocircuito è stato trattato solamente in modo marginale. Si tratta, invece, a nostro avviso, di un aspetto particolarmente importante, soprattutto in presenza di una massiccia penetrazione di impianti di produzione non rotanti (quali quelli a fonte rinnovabile) che, per loro natura, sono privi di inerzia. Auspichiamo, quindi, che Terna possa dedicare nelle prossime edizioni maggiore spazio a questi aspetti, evidenziando le azioni che possano essere adottate per incrementare l'inerzia del sistema e la potenza di cortocircuito, quali, ad esempio, l'utilizzo degli alternatori degli impianti messi in conservazione (come già suggerito da Edison nella risposta alle edizioni 2013 e 2014 e come accolto anche da Terna, purchè in presenza di un apposito quadro

regolatorio definito dall'Autorità).

Società/Associazione/Organismo: | Assoelettrica

[S3.B] Si chiede che Terna debba valutare e considerare maggiormente la necessità di garantire nel lungo termine un adeguato livello di inerzia del sistema, previsto in diminuzione a causa del progressivo minor utilizzo di generazione tradizionale, caratterizzata, come noto, dall'inerzia propria della masse rotanti.

[S3.C] Assoelettrica esprime preoccupazione per quanto riportato al paragrafo 3.6 ("Analisi delle esigenze di regolazione del sistema elettrico"), riguardo alla previsione che a valle di tutti gli interventi previsti si renderanno comunque necessarie azioni di modulazione della generazione FRNP. Nel "Caso 2" di simulazione si ottiene una OG (Over Generation) di 700 GWh (-87% rispetto al Caso 1), grazie all'effetto di un sistema integrato dei mercati esteso anche al mercato dei servizi ed in particolare del bilanciamento in tempo reale alla frontiera settentrionali. Tale sistema integrato, però, sarà realizzato nel lungo termine: si chiede pertanto una maggiore chiarezza sulle modalità e gli interventi con cui Terna gestirà la consistente Over Generation nel breve-medio termine.

Riscontro Terna:

[S3.A]

Il progetto di interconnessione Italia – Balcani ha preso il via con la sottoscrizione delle Intese Intergovernative siglate il 19 dicembre 2007 e consolidate il 6 febbraio 2010 (con sigla dell'accordo che sancisce l'impegno a livello istituzionale per la realizzazione della nuova interconnessione e l'implementazione della partnership tra gli operatori di trasmissione nazionali).

L'analisi dei mercati attuali dell'energia fornisce un'indicazione parziale in merito al possibile orientamento di investimenti di trasmissione con una vita utile maggiore di 50 anni, quando tale analisi si basa su un campione di dati molto limitato, concentrato su un breve periodo. In più occorre considerare che il nodo Montenegrino rappresenta la porta di accesso a un'area che si estende dai paesi della sponda Est dell'Adriatico fino alle zone più interne in paesi come Romania e Ungheria.

La frontiera tra Italia e il Sud Est Europa, ora non interconnessa, è oggetto di studio da parte di Terna, che si è anche avvalsa di consulenze indipendenti esterne, sin dal 2007, con un continuo aggiornamento di tutte le ipotesi alla base delle analisi (sviluppo del parco di generazione, dei costi legati ai combustibili e alle emissioni di CO₂, delle infrastrutture legate alla trasmissione).

In particolare i dati di input alla base del calcolo dei benefici e dell'indice di profittabilità nei Piani di Sviluppo per l'interconnessione Italia-Montenegro sono il risultato di diversi studi sia di rete che di mercato eseguiti tra il 2007 e il 2009, anno in cui è stato avviato l'iter autorizzativo presso il Ministero dello Sviluppo Economico.

Tali assunzioni, sono state aggiornate finché era in corso il procedimento di autorizzazione, nel caso specifico fino al 2011; in seguito a tale data, una volta emanato il decreto di autorizzazione, Terna ha un obbligo di legge alla realizzazione dell'opera nel tempo dato.

L'assunzione dei 30 €/MWh come differenziale di prezzo risale, pertanto, agli studi condotti tra il 2009 e il 2011.

Al di là di quanto detto, comunque, Terna ha proseguito anche dopo il 2011 all'aggiornamento degli studi; in particolare nel PdS 2016, di recente pubblicazione è stato evidenziato:

- nel medio periodo, lo scambio da Montenegro a Italia è stimato in circa 9,6 TWh (8.000 ore equivalenti di utilizzo del collegamento alla massima capacità nominale e circa 6.100 ore di congestione);
- nel lungo periodo, lo scambio da Montenegro a Italia è stimato in circa 7,7÷9,0 TWh (6.400÷7.500 ore equivalenti di utilizzo del collegamento alla massima capacità nominale e circa 4.500÷5.500 ore di congestione) rispettivamente nella Vision 3 e nella Vision 1.

Le analisi ulteriori condotte in uno scenario previsionale di medio-lungo termine confermano l'assunzione del differenziale di costo marginale di produzione tra Italia e Balcani mediamente tra i 19 e i 24 €/MWh.

Alla luce di quanto sopra, il collegamento Italia - Montenegro rimane un intervento strategico per l'Italia e per l'Europa, con importanti benefici per gli utenti del sistema elettrico italiano.

[S3.B]

Il PdS 2015 riporta valutazioni prospettiche relativamente alla capacità di regolazione del sistema elettrico.

In particolare, le analisi affidabilistiche, riportate al paragrafo 3.1 del PdS 2015 hanno confermato l'adeguatezza del sistema elettrico sia negli scenari di medio che di lungo termine.

Tuttavia, l'effetto della diminuzione dell'inerzia del sistema è una tematica ben nota al gestore di rete, che a partire dal PdS 2012, ha messo in atto una serie di iniziative ed interventi volti anche a soddisfare il mutato fabbisogno di regolazione del Sistema Elettrico Nazionale.

Tra gli altri, a titolo esemplificativo e non esaustivo:

- l'impiego di impianti di accumulo diffuso e zonale;
- lo sviluppo della capacità di interconnessione, nella direzione condivisa di un mutuo-soccorso tra paesi per esigenze di regolazione del sistema elettrico sincrono europeo;
- implementazione dei codici di rete europei con particolare riferimento alla Synthetic Inertia in sotto-frequenza.

In tal senso l'esigenza di poter ricorrere anche alla modulazione della generazione distribuita in MT/BT da FER (prevalentemente fotovoltaico) riveste una sempre crescente rilevanza.

A tal proposito, il PdS 2015 già raccoglie interventi volti all'evoluzione degli strumenti di monitoraggio e controllo della generazione distribuita.

[S3.C] Tenuto conto della riduzione del trend di crescita delle FRNP e quindi dello scenario di riferimento, non si esclude il ricorso di potenziali azioni da parte di Terna, utilizzando i mezzi oggi in suo possesso in accordo con quanto previsto del Codice di Rete.

[S3.D] A conferma del carattere strategico dell'Interconnessione, con atto delegato della Commissione Europea n. 1391 del 4 ottobre 2013 e con l'avallo del Governo Italiano, il progetto è stato inserito nell'elenco delle opere prioritarie per l'Europa (c.d. progetti di interesse comune - PCI) di cui al Regolamento (UE) n. 347/2013 e confermato nella seconda PCI Union list di novembre 2015.

Terna ha pertanto valutato l'opportunità di richiedere finanziamenti comunitari messi a disposizione nell'ambito del programma "Connecting Europe Facility" (CEF) per l'Energy Sector, stabilito con Regolamento (UE) n.1316/2013 dell'11 dicembre 2013.

In particolare, in data 29 aprile 2015, Terna ha partecipato al primo bando previsto per il 2015 relativo al programma di finanziamento CEF e ha inviato alla Commissione Europea la richiesta di finanziamento per una specifica action del progetto di interconnessione.

In data 1 luglio 2015, l'Innovation and Networks Executive Agency (INEA) ha inviato gli esiti dell'istanza presentata da Terna, in cui la richiesta di finanziamento è risultata non eleggibile secondo i criteri definiti dal primo Bando CEF – energy 2015 per l'assenza del requisito formale relativo ad una decisione di ripartizione transfrontaliera dei costi (c.d. Cross-Border Cost Allocation, CBCA), di cui all'articolo 12 del Regolamento (UE) n. 347/2013.

In merito a quanto sopra Terna aveva ritenuto di non dover procedere al calcolo CBCA, ovvero la ripartizione dei costi tra i paesi beneficiati dal nuovo collegamento, in quanto la stessa ripartizione era stata già definita all'interno dell'Accordo Intergovernativo tra Italia e Montenegro

Tuttavia, al fine di partecipare ai prossimi Bandi CEF, Terna si sta adoperando per predisporre il materiale necessario per inoltrare istanza di CBCA ai sensi dell'articolo 12 del Regolamento (UE) n. 347/2013 e allineata alle recenti linee guida emanate da ACER il 18 dicembre 2015.

[S3.E] In merito alla proposta di utilizzare gli alternatori delle centrali messe in conservazione come compensatori sincroni per fornire servizi di rete, Terna conferma in continuità con il passato l'utilità di tali soluzioni, fermo restando la necessità di un quadro regolatorio che preveda questa possibilità se si dimostrerà fattibile e previa verifica dell'effettiva convenienza economica di tali soluzioni rispetto a investimenti di pari performance sulla rete di trasmissione.

Spunto	Commenti sulle esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano in materia di i) smart transmission, ii)	Riferimento
S4.	piano di rifasamento e iii) sistemi di accumulo	Piano di Sviluppo Paragrafo 3.7
<p>Società/Associazione/Organismo: ASSOELETRICA</p> <p>[S4.A] Nel presente Piano di Sviluppo Terna prevede diversi interventi (installazione di <i>Phase Shifting Transformers</i>, compensatori sincroni, reattori e compensatori, accumuli, ecc.): queste azioni, anche se positive nel breve termine, potrebbero nel lungo termine generare invece alcuni problemi, ad esempio a causa della diminuita capacità di inerzia del sistema. Per quanto riguarda i servizi di regolazione della tensione Assoelettrica ribadisce la necessità di un intervento regolatorio atto a remunerare la fornitura di tale servizi attraverso gli alternatori degli impianti esistenti, anche se posti in stato di conservazione. Attualmente, infatti, i servizi di regolazione di tensione forniti dagli impianti abilitati non sono oggetto di specifica remunerazione che ne consenta il raffronto in termini economici con la realizzazione di nuovi <i>asset</i> da parte del gestore di rete.</p> <p>In generale, si chiede che sia riportato un elenco dettagliato riguardante tutti gli interventi di “Smart Transmission Solution”, in particolare per quanto riguarda il controllo dei flussi di potenza sulla rete AT/AAT tramite l’installazione di <i>Phase Shifting Transformers</i> e il miglioramento della stabilità e della sicurezza di esercizio del sistema attraverso l’installazione di compensatori sincroni.</p> <p>Giacché le sperimentazioni sull’applicazione dei Sistemi di Accumulo andranno avanti anche nel 2016, si chiede che Terna pubblichi dei report con le prime valutazioni sugli effetti/benefici ottenuti con tali sistemi.</p> <p>Società/Associazione/Organismo: EDISON SPA</p> <p>[S4.A] Diversi interventi inseriti nel piano di sviluppo sono mirati a sostituire le prestazioni offerte dagli impianti termoelettrici su MSD con servizi analoghi offerti da altri dispositivi di rete: si pensi, ad esempio, al rifasamento della rete che riduce la necessità di accendere gli impianti termoelettrici per ottenere specifiche prestazioni di potenza reattiva (assorbimento o iniezione) oppure all’installazione di sistemi di accumulo per fornire servizi di riserva e/o risoluzione delle congestioni.</p> <p>Ci preme tuttavia evidenziare come sottrarre servizi agli impianti termoelettrici possa risultare economicamente conveniente nel breve termine (in termini di riduzione dei costi attesi su MSD), ma potrebbe risultare dannoso nel medio e lungo termine. La sopravvivenza degli impianti termoelettrici si fonda, infatti, proprio sui servizi erogati su MSD: installare dispositivi di rete (reattanze, accumuli) per ridurre i volumi su MSD riduce i margini degli impianti tradizionali che potrebbero essere dismessi o posti in conservazione (a tal proposito nel piano di sviluppo si ipotizza una riduzione di circa 18 GW di potenza installata lato termoelettrico fra il 2014 e il 2015). Ciò avrebbe un impatto sulla capacità regolante, l’inerzia e la potenza di cortocircuito, servizi che allo stato attuale sono forniti per lo più dagli impianti tradizionali e che in un futuro potrebbero pertanto venire meno, esponendo il sistema elettrico nazionale a situazioni potenzialmente insicure. Sarebbe quindi opportuno che nel prossimo Piano di Sviluppo le indicazioni sulle esigenze di sviluppo in chiave smart solutions, rifasamento e sistemi di accumulo siano accompagnate da una analisi sull’andamento atteso della potenza di cortocircuito e dell’inerzia e sulle possibili azioni di mitigazione da adottare nel tempo.</p> <p>Sul tema, per esempio, Terna ha già provveduto a installare un compensatore sincrono nella stazione di Codrongianos in Sardegna, con costi</p>		

interamente a carico del consumatore finale in tariffa. Analoghi interventi per il futuro potrebbero, tuttavia, essere realizzati facendo affidamento agli alternatori presenti presso le centrali attualmente poste in conservazione senza ricorrere ad installazioni ex novo. Nei fatti ciò configurerebbe un servizio ancillare per il sistema elettrico (fornitura di servizi di regolazione di tensione tramite compensatore sincrono) da remunerare opportunamente tramite meccanismi di reactive pricing (non è possibile pagare come oggi la potenza attiva fornita dall'impianto e poi chiedere gratuitamente le prestazioni di reattivo, in quanto l'alternatore funzionerebbe da compensatore sincrono assorbendo dalla rete l'energia necessaria a coprire le proprie perdite di natura elettromagnetica e meccanica). Apprezziamo il fatto che Terna abbia deciso di prendere in considerazione questa ipotesi, e auspichiamo che il Gestore possa farsi parte diligente nel proporre all'Autorità le necessarie modifiche al quadro regolatorio vigente che possano consentire quanto meno una sperimentazione in tal senso.

Lato sistemi di accumulo il sistema di incentivazione dell'Autorità aveva previsto la presentazione di un report finale sulla sperimentazione entro il 31 dicembre 2014; ci rendiamo conto che i tempi per le sperimentazioni si siano allungati in quanto detti dispositivi sono stati installati solamente negli ultimi mesi (e alcuni interventi sono ancora in corso di completamento) e che, quindi, non sia ancora disponibile una analisi dettagliata delle performance: auspichiamo, tuttavia, che Terna nelle prossime edizioni possa dare qualche indicazione in merito.

Società/Associazione/Organismo: | EP Produzione

[S4.A] Nel presente Piano di Sviluppo Terna prevede diversi interventi (installazione di Phase Shifting Transformers, compensatori sincroni, reattori e compensatori, accumuli, ecc.): queste azioni, anche se positive nel breve termine, potrebbero nel lungo termine generare invece alcuni problemi, ad esempio a causa della diminuita capacità di inerzia del sistema. Per quanto riguarda i servizi di regolazione della tensione si ribadisce la necessità di un intervento regolatorio atto a remunerare la fornitura di tale servizi attraverso gli alternatori degli impianti esistenti, anche se posti in stato di conservazione. Attualmente, infatti, i servizi di regolazione di tensione forniti dagli impianti abilitati non sono oggetto di specifica remunerazione che ne consenta il raffronto in termini economici con la realizzazione di nuovi asset da parte del gestore di rete.

Riscontro Terna:

[S4.A] L'effetto della penetrazione delle fonti rinnovabili ha causato la diminuzione dei servizi offerti dal sistema in termini di regolazione della tensione. Tale tematica, ben nota al gestore, ha indirizzato l'esigenza di sviluppo verso soluzioni che consentano un efficiente rispetto dei limiti di tensione stabiliti dal Codice di Rete.

Non si condivide che tali interventi potrebbero nel lungo termine generare alcuni problemi in quanto:

- l'installazione di Phase Shifting Transformer consente di regolare i flussi di potenza su sezioni critiche di rete e quindi di incrementare la capacità di trasmissione; il transito di potenza sulla rete è un esito dei mercati dell'energia;
- l'installazione di dispositivi per il controllo della tensione (compensatori sincroni, reattori e condensatori) rappresentano la più rapida risposta del gestore di rete per garantire il rispetto dei requisiti di rete in tema di tensione massima ammessa in conseguenza degli effetti di

elevazione dei livelli di tensione in rete registrato negli ultimi anni in seguito all'incremento della capacità rinnovabile installata. In tal senso il Piano di Sviluppo già riporta il paragrafo "Smart Transmission Solutions" dedicato alle esigenze previste, mentre per quanto concerne l'assenza di un sistema di remunerazione per i servizi di regolazione della tensione la tematica non è di competenza del gestore che gestisce eventuali criticità utilizzando i mezzi oggi in suo possesso.

Con riferimento alla richiesta di report di esercizio dei sistemi di accumulo, Terna fa presente che i primi tre progetti pilota di sistemi di accumulo sono entrati in esercizio alla fine del 2014, ma problematiche di esercizio non preventivabili e conseguenti adattamenti hanno impedito un loro pieno utilizzo per alcuni mesi. In conseguenza di tale utilizzo parziale e non pienamente rappresentativo ai fini della sperimentazione, ed al fine di allineare il periodo di sperimentazione per tutti i sei progetti pilota approvati con deliberazione 66/2013/R/EEL, Terna ha recentemente proposto all'Autorità ed alla Commissione indipendente nominata dalla stessa Autorità di posticipare l'inizio del biennio di sperimentazione a fine 2015. Nell'ambito della richiamata richiesta, Terna si è resa disponibile a pubblicare un interim report contenente con maggior dettaglio le motivazioni della richiesta di posticipo. La tempistica dei report sarà dunque aggiornata all'esito della valutazione da parte dell'Autorità della richiamata istanza Terna.

Spunto	Commenti sugli interventi di sviluppo e le aree di intervento per la produzione da fonti rinnovabili non programmabili	Riferimento
S5.		<i>Capitolo 4</i>
Società/Associazione/Organismo:	EDISON SPA	
[S5.A]	Edison vede con favore i progetti di Terna per l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico: si tratta di interventi fondamentali che dovrebbero consentire la liberazione di diverse centinaia di MW di produzione rinnovabile, oggi tagliate per esigenze di congestioni intrazonali (sovraccarichi locali) e interzonali (fra area Sud e Centro Sud). Attendiamo fiduciosi in particolare il completamento delle infrastrutture lungo il crinale beneventano per le quali si auspica l'ottenimento delle relative autorizzazioni e la cantierizzazione in tempi brevi.	
Riscontro Terna:		
[S5.A]	Come noto, la modulazione della generazione rinnovabile, in particolare eolico, si è ridotta sensibilmente passando negli ultimi anni da un valore di incidenza MPE del 10,7 % del 2009 allo 0,6% del 2015, grazie a una serie di interventi che Terna ha posto in essere nel corso degli anni principalmente lungo le direttrici a 150 kV tra Puglia e Campania. Terna continua a seguire l'avanzamento degli ulteriori interventi ricadenti nella porzione di rete in oggetto ad oggi in corso di autorizzazione e si sta attivando per ottenere quanto prima i titoli autorizzativi.	

Spunto	Commenti sull'identificazione delle priorità di sviluppo e degli interventi in valutazione	Riferimento
S6.		Capitolo 5
Società/Associazione/Organismo:	EP Produzione	
	<p>[S6.A] Come evidenziato da TERNA le congestioni e limitazioni alla produzione, fino al 2012 di carattere locale si sono gradualmente spostate a monte lungo la rete (in particolare nella zona Centro-Sud), creando un problema di bilanciamento per l'intero sistema di trasmissione e, nello specifico, congestioni su rete AAT tra zone di mercato in direzione Sud-Nord.</p> <p>In considerazione del fatto che interventi in tal senso risolutivi come la Fano-Teramo sono stati cancellati dalla lista degli interventi prioritari, si richiede che TERNA individui quali possibili soluzioni e strumenti saranno adottati per gestire le citate criticità.</p>	
Società/Associazione/Organismo:	EDISON SPA	
	<p>[S6.B] Come già evidenziato nelle osservazioni alle precedenti edizioni del Piano di Sviluppo, Edison è perplessa in merito agli interventi di sviluppo di nuova capacità di interconnessione, specialmente per quanto attiene l'area balcanica. Siamo consapevoli che tali progetti rientrano nell'ambito dei progetti di interesse comunitario (PCI) e che, come tali, devono essere inclusi sia nel TYNDP di ENTSO-E sia nel piano nazionale. E siamo altrettanto consapevoli che lo sviluppo di capacità di interconnessione rientri fra gli obiettivi della concessione di trasmissione e dispacciamento rilasciata a Terna, tuttavia, a nostro avviso, il loro contributo all'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale non appare significativo, anzi potrebbe perfino dare luogo a criticità nel medio e lungo termine. Il beneficio principale delle nuove interconnessioni consiste in una maggiore disponibilità di energia a basso costo proveniente dall'estero, con contestuale riduzione dei costi medi di approvvigionamento per il consumatore nazionale. Di contro, tuttavia, l'energia estera riduce il numero degli impianti tradizionali localizzati in Italia e necessari alla copertura del fabbisogno: molti di questi impianti risulteranno spenti in parecchie ore dell'anno e ciò comporterà un'inevitabile diminuzione dell'inerzia del sistema e della potenza di cortocircuito. Non ci sembra che l'attuale edizione del Piano tenga in adeguata considerazione questo potenziale effetto negativo associato all'interconnessione: auspicheremmo, quindi, che nelle prossime edizioni Terna possa fornire una analisi sull'andamento dell'inerzia del sistema e della potenza di cortocircuito nel medio e lungo termine, indicando anche gli interventi che si dovranno rendere necessari per mantenere questi parametri ad un livello adeguato.</p>	
	<p>[S6.A] Auspichiamo, infine, che Terna possa risolvere quanto prima le criticità che l'hanno indotta a lasciare in stato di valutazione diversi progetti fra cui l'elettrodotto Fano – Teramo la cui realizzazione risulta di fondamentale importanza per incrementare la capacità di trasporto fra Centro Sud e Centro Nord e favorire così il trasporto dell'energia prodotta da fonti rinnovabili nel Meridione (nonché l'energia proveniente dal Montenegro che si attesterà a Villanova) verso il Nord del Paese.</p>	
Società/Associazione/Organismo:	ASSOELETTRICA	
	<p>[S6.A] Nel 2012 le congestioni e limitazioni alla produzione erano di carattere locale, ma adesso il problema si è spostato più a monte lungo la rete (nella zona Centro-Sud), creando un problema di bilanciamento per l'intero sistema di trasmissione e, nello specifico, congestioni su rete AAT tra</p>	

zone di mercato in direzione Sud-Nord.

Per questa ragione, Terna dovrebbe considerare in modo prioritario quegli interventi che, incrementando in modo significativo il transito tra il SUD e il NORD del Paese, apporteranno benefici in termini di capacità addizionale delle nuove linee di trasportare energia sia verso i centri di consumo del nord e centro-nord, sia verso i sistemi elettrici confinanti; peraltro questi interventi permetterebbero anche di sfruttare in modo ottimale ai fini della gestione delle FRNP la notevole capacità di accumulo idroelettrico già esistente.

A tale riguardo si ritiene critica la scelta di porre “in valutazione” e non più come prioritario un intervento risolutivo quale la realizzazione della “Fano-Teramo”.

Si ritiene che, in sede di individuazione delle priorità di sviluppo, vadano fatte anche adeguate valutazioni sui problemi di *overgeneration* e di inerzia di sistema che potrebbero presentarsi in futuro.

Riscontro Terna:

[S6.A] Con riferimento alle congestioni attese nel lungo periodo, le analisi eseguite hanno consentito di determinare l’effetto delle limitazioni di rete rispetto allo sfruttamento ottimale delle risorse di generazione, permettendo di quantificare i vantaggi che derivano dallo sviluppo della rete di trasmissione.

In particolare sulla sezione Sud – Centro Sud gli interventi previsti da Terna “Foggia - Villanova”, “Deliceto – Bisaccia” e “Montecorvino – Avellino Nord – Benevento” consentiranno una sostanziale riduzione delle ore di congestione.

Relativamente alla sezione Centro Sud – Centro Nord in direzione nord, gli scambi sono stimati in crescita.

A tal proposito l’intervento Fano – Teramo è stato posto “in valutazione” in relazione all’incertezza di fattibilità dell’opera essendo stato interessato da un lungo e difficoltoso processo di concertazione con gli Enti Locali interessati. Sebbene fosse stato condiviso il corridoio con le Regioni Marche e Abruzzo, la regione Marche ha successivamente chiuso il procedimento di valutazione con esito negativo. Tale incertezza di fattibilità dell’opera ha posto Terna nella condizione di dover considerare l’intervento 380 kV Fano – Teramo oltre l’orizzonte decennale di Piano. Contestualmente alla scelta di porre “in valutazione” il suddetto intervento, Terna ha individuato delle soluzioni in grado di massimizzare l’utilizzo della rete esistente mediante interventi di rimozione limitazioni, in particolare è stato inserito in Piano di Sviluppo l’intervento prioritario (cod. 914-N) “Rimozione limitazioni sezione Centro Sud – Centro Nord” finalizzato ad incrementare lo scambio tra le zone di mercato Centro Sud-Centro Nord nell’orizzonte di Piano.

[S6.B] Come giustamente ricordato lo sviluppo della capacità di interconnessione è uno dei compiti principali a cui Terna è chiamata a rispondere, in particolare occorre sottolineare che lo sviluppo delle interconnessioni non rappresenta solo un aumento della possibilità di approvvigionarsi da fonti di generazione più economiche, ma rappresenta anche un incremento del livello di magliatura del sistema nazionale con l’estero garantendo sempre più efficientemente il mutuo-soccorso dei sistemi al verificarsi di incidenti rilevanti.

Occorre poi far notare come i più recenti sviluppi dei sistemi HVDC garantiscano prestazioni, in termini di capacità di regolazione, molto migliori rispetto al passato (nel caso specifico l'HVDC Italia - Montenegro consente di realizzare il servizio di regolazione di frequenza/potenza).
Relativamente poi alla potenza di corto circuito, Terna esegue costantemente verifiche in tal senso e interviene in maniera tempestiva per compensare tali mancanze con l'installazione di adeguate apparecchiature (es: compensatori sincroni).
È possibile quindi confermare che lo sviluppo previsto delle interconnessioni risponde pienamente a tutti i requisiti di qualità che Terna s'impegna a garantire per tutti gli interventi previsti nel PdS.

Spunto	Commenti sui benefici attesi (capacità di scambio con l'estera, riduzione congestioni interne, riduzione vincoli per fonti rinnovabili, miglioramento delle tensioni, perdite, emissioni) totali di Piano e per ciascun intervento e sul loro livello di quantificazione e di monetizzazione	Riferimento
S7.		Capitolo 5
Società/Associazione/Organismo: ASSOELETRICA		
<p>[S7.A] In linea generale, nei casi in cui siano programmati più interventi che contribuiscono all'incremento del limite di transito tra due zone di mercato, sarebbe opportuno avere indicazione di quanto ogni singolo intervento contribuisce all'incremento totale, visto che non necessariamente tutti gli interventi sono portati a termine contemporaneamente.</p>		
Società/Associazione/Organismo: EP Produzione		
<p>[S7.A] In linea generale, nei casi in cui siano programmati più interventi che contribuiscono all'incremento del limite di transito tra due zone di mercato, sarebbe opportuno avere indicazione di quanto ogni singolo intervento contribuisce all'incremento totale, visto che non necessariamente tutti gli interventi sono portati a termine contemporaneamente.</p>		
Società/Associazione/Organismo: EDISON SPA		
<p>[S7.B] Lato estero Terna analizza solamente le nuove infrastrutture di propria diretta pianificazione e non riporta gli interventi in materia di interconnessione pianificati da soggetti privati a titolo di merchant lines. Ci rendiamo conto che Terna sia chiamata a quantificare solamente i benefici legati agli interventi pianificati da se stessa e non anche agli interventi di competenza di soggetti terzi, tuttavia riterremmo comunque opportuno che il Piano di Sviluppo riporti quantomeno una indicazione della capacità di interconnessione sottesa alle merchant lines suddivisa per ciascuna frontiera.</p>		
<p>[S.7A] Per quanto riguarda gli interventi correlati, sarebbe opportuno avere da Terna l'indicazione dei benefici legati a ciascun intervento, nonché l'ordine di entrata in servizio degli stessi: sappiamo che molte di queste informazioni sono contenute nelle schede di dettaglio di ciascun intervento, tuttavia avere una tabella riepilogativa nella sezione dedicata ai benefici attesi aiuterebbe nella lettura.</p>		
Riscontro Terna:		
<p>[S7.A] Il Piano di Sviluppo 2015, al paragrafo 6 dedicato ai Risultati attesi, riporta tale tipo di informazione per i principali interventi di sviluppo con particolare riferimento agli incrementi attesi dei limiti di transito interzonali – Tabella 12 - nell'orizzonte di Piano di medio-lungo termine, con riferimento alla situazione diurna invernale. Le medesime informazioni sono state riportate a partire dall'edizione 2016 del Piano di Sviluppo ed in particolare nel rapporto "Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti" (cfr https://www.terna.it/it-sistemaelettrico/pianodisviluppodellarete/pianidisviluppo.aspx) laddove ogni scheda intervento contiene una sezione dedicata ai benefici attesi con lo scopo proprio di agevolare il lettore. Nel caso di più interventi che concorrono a risolvere le criticità presenti sulla stessa sezione critica, si è scelto cautelativamente di considerare un valore aggregato dell'incremento di scambio atteso.</p>		

[S7.B] Si fa presente che, benché attualmente siano presenti richieste di connessione di merchant lines alla RTN, si è riscontrato che la percentuale di successo (ovvero iniziative autorizzate ed entrati in servizio) è molto bassa. Come previsto dalle delibere 99/08 e s.m.i. per le linee di cui al D.M. 21 Ottobre 2005 si applica la disciplina degli impianti di produzione, pertanto le merchant lines, in quanto iniziative nella esclusiva titolarità di soggetti privati diversi dal TSO, sono incluse negli interventi per la connessione alla RTN nella misura in cui queste hanno completato il processo ai fini della connessione alla RTN ovvero con la stipula del contratto di connessione, ovvero quando l'iter autorizzativo è stato completato il proponente della merchant line e assume impegni economici/temporali con Terna.

Spunto	Commenti sui costi stimati totali di Piano e per ciascun intervento e sulla disponibilità delle relative informazioni	Riferimento
S8.		<i>Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti</i>
<p>Società/Associazione/Organismo: AIGET</p> <p>[S8.A] In merito ai costi di capitale (CAPEX), è risaputo che tra la fase di pianificazione di un intervento e la sua effettiva entrata in esercizio, il CAPEX subisce purtroppo di fatto quasi sempre un significativo aumento. Tra i progetti entrati in esercizio nel 2014 ricordiamo ad esempio:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Trino - Lacchiarella: CAPEX preventivato nel 2003 pari a 66 mln €, spese nel 2014 a consuntivo pari a 160 mln €; • Foggia - Benevento: CAPEX preventivato 50 mln €, CAPEX effettivo 120 mln €. <p>Riteniamo che una seria analisi costi/benefici debba necessariamente tener conto di un tale rischio/incremento (magari anche attraverso uno strumento di aggiustamento), poiché una sua mancata considerazione significherebbe non poter valutare in modo credibile il reale beneficio netto (indice di profittabilità) di un'opera, che è l'espressione effettiva della profittabilità dell'intervento.</p> <p>Società/Associazione/Organismo: EDISON SPA</p> <p>[S8.B] Le informazioni fornite sono esaurienti. Potrebbe essere opportuno aggiungere anche lo scostamento fra i costi evidenziati nella corrente edizione del Piano e i costi indicati nell'edizione precedente: per scostamenti superiori al 10% del valore dell'opera (sia positivi sia negativi) dovrebbero essere riportate le cause relative.</p>		
<p>Riscontro Terna:</p> <p>[S8.A] Come riportato anche nell'Allegato 3 del Piano di Sviluppo 2015 "Evoluzione della metodologia Analisi Costi Benefici", la valutazione dei costi di investimento necessari per la realizzazione delle infrastrutture di rete pianificate (elettrodotti aerei, linee in cavo e stazioni elettriche) si articola in diverse fasi di seguito descritte:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la prima fase, in sede di pianificazione dell'intervento, si basa su un valore di costo standard dell'investimento determinato dalla valutazione di informazioni storiche sui costi a consuntivo derivanti dalla realizzazione di impianti, rielaborando i dati per riportarli ad una classificazione utile per la determinazione dei costi unitari; - in una seconda fase, la stima di costo avviene per ciascun impianto a seguito della esecuzione di studi di fattibilità tecnico-economica (inseriti nella fase concertativa con gli enti locali) e di progetti preliminari che permettono di meglio definire gli aspetti tecnici peculiari per ciascun impianto. Questa stima consente di procedere alle valutazioni di costo necessarie per avviare gli iter autorizzativi delle opere; - la terza fase di aggiornamento dei costi tiene conto dell'esito dell'iter autorizzativo che di norma richiede l'aggiornamento del progetto a 		

seguito di raccomandazioni, prescrizioni, varianti richieste dagli istituzioni, enti o altri soggetti interessati all'opera;

- la quarta fase riguarda la determinazione del costo di investimento delle opere a seguito del progetto esecutivo e della costruzione dell'infrastruttura di rete. Al termine di questa fase che si conclude con la messa in servizio, si determinano i costi di investimento effettivamente consuntivati;
- l'ultima fase riguarda il monitoraggio dei prezzi di mercato in esito a:
 - aggiudicazioni di gare (es. Contratti Quadro) per l'acquisizione di materiali e risorse esterne inerenti le attività di fornitura, trasporto, montaggio e messa in servizio
 - valori medi dei costi d'asservimento
 - liquidazione di eventuali danni occorsi durante la costruzione.

Pertanto, sin dalle prime fasi della pianificazione, una volta stimato il valore delle opere previste nell'intervento di sviluppo sulla base delle informazioni del progetto pianificato, si definisce il costo a vita intera il quale viene integrato con un coefficiente di *contingency* in relazione al grado di maturità del progetto. Tale maggiorazione tiene conto del fatto che, in fase di pianificazione delle opere si considerano i costi standard e non quelli dovuti, per esempio, ad eventuali modifiche del progetto sia per favorirne l'accettabilità da parte delle comunità locali, del ricorso a nuove tecnologie, come ad esempio l'utilizzo dei pali tubolari, e dell'eventuali prescrizioni che potrebbero emergere in fase autorizzativa.

Tale costo aggiuntivo è progressivamente aggiornato durante l'avanzamento del progetto al fine di verificare nel corso dell'iter autorizzativo la profittabilità dell'intervento al variare del costo.

[S8.B] Cfr riscontro allo spunto 10.

Spunto	Commenti sulle tempistiche individuate per i singoli interventi e sulla disponibilità delle relative informazioni	Riferimento
S9.		Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti
<p>Società/Associazione/Organismo: ASSOELETTRICA</p> <p>[S9.A] Per alcune delle opere di sviluppo ancora non autorizzate, Terna definisce, nella sezione “Schede degli interventi di sviluppo di piani precedenti” una data di completamento dell’opera. Sarebbe utile conoscere il criterio adottato da Terna per prevedere l’evoluzione dell’iter autorizzativo.</p> <p>Società/Associazione/Organismo: EDISON SPA</p> <p>[S8.B] Le informazioni fornite sono esaurienti. Potrebbe essere opportuno aggiungere anche lo scostamento fra i costi evidenziati nella corrente edizione del Piano e i costi indicati nell’edizione precedente: per scostamenti superiori al 10% del valore dell’opera (sia positivi sia negativi) dovrebbero essere riportate le cause relative.</p>		
<p>Riscontro Terna:</p> <p>[S9.A] Nel PdS 2015, per le opere in autorizzazione, la data prevista di entrata in esercizio era considerata “da definire” in quanto l’avvio delle attività realizzative e, conseguentemente, la data di entrata in servizio è condizionata alle tempistiche per l’eventuale condivisione preventiva con gli Enti Locali della migliore soluzione localizzativa e ai tempi di rilascio delle necessarie autorizzazioni da parte delle Amministrazioni preposte. Tale scelta si rende necessaria per tener conto del sostanziale disallineamento tra le tempistiche di cui alle disposizioni del decreto legge 239/03 (che prevede un procedimento unico si svolga entro il termine di centottanta giorni) e le tempistiche reali medie di ottenimento delle autorizzazioni alla costruzione e all’esercizio registrate.</p> <p>Rappresentiamo, inoltre, che nell’edizione 2016 del Piano di Sviluppo (disponibile nel sito https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/pianodisviluppodellarete/pianidiviluppo.aspx), anche al fine di rendere sempre più trasparente l’operato di Terna e recependo anche alcuni spunti ricevuti dagli stakeholders nelle precedenti consultazioni, per ogni intervento vengono rappresentate le informazioni sulle tempistiche degli iter autorizzativi: a consuntivo per gli iter conclusi e le migliori stime che Terna può fornire sugli iter in corso o da avviare.</p> <p>Si premette che un intervento di sviluppo può essere composto da opere principali e <i>altre opere</i>, dove le opere principali sono classificate tali in quanto apportano, singolarmente o nell’ambito di un intervento composto da più opere principali, un beneficio significativo al sistema elettrico, mentre le altre opere sono distinte in:</p> <ul style="list-style-type: none"> - opere connesse attinenti all’opera principale ma realizzabili in fase temporalmente differente; - opere di razionalizzazione associate la cui realizzazione può essere successiva alla realizzazione dell’opera principale. <p>Pertanto, per ogni intervento di sviluppo (per le opere principali e per le altre opere) viene riportata la migliore previsione in termini di:</p> <ol style="list-style-type: none"> i) avvio iter autorizzativo e/o attività propedeutiche di progettazione esecutiva; ii) avvio cantieri per la realizzazione, successivamente alle attività al punto precedente; 		

iii) completamento ed entrata in esercizio dell'ultima opera, successivamente alle attività al punto precedente.
Rappresentiamo, inoltre che la previsione delle tempistiche di completamento dell'iter autorizzativo (di circa 5 anni) tiene conto dei tempi medi storici registrati.

Spunto	Commenti sullo stato di avanzamento dei Piani di Sviluppo precedenti e suggerimenti per possibili miglioramenti delle “schede degli interventi di sviluppo” introdotte nell’ambito del PdS 2015	Riferimento
S10.		<i>Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti</i>
Società/Associazione/Organismo:	EDISON SPA [S8.B] Le schede degli interventi di sviluppo dovrebbero riportare le principali voci di costo di ciascun intervento con il relativo valore economico. Inoltre in caso di scostamento sui costi di oltre il 10% rispetto all’edizione precedente del piano, dovrebbero essere descritte le motivazioni alla base di tali modifiche.	
Riscontro Terna:	[S8.B] In merito alle principali voci di costo, rappresentiamo che questo spunto è stato anticipatamente raccolto nell’edizione 2016 del Piano di Sviluppo della rete (disponibile nel sito https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/pianodisviluppodellarete/pianidisviluppo.aspx), ed in particolare nel rapporto Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti, dove per ogni scheda intervento è riportato: <ul style="list-style-type: none"> - l’importo stimato a vita intera ovvero la migliore stima del valore a vita intera per gli interventi ai quali è associata un’analisi costi/ benefici; - la classe di appartenenza (<5 mln€, tra 5 e 10 mln€, tra 10 e 15 mln€, tra 15 e 25 mln€), negli altri casi. 	

