

S1 – Commenti sul processo di pianificazione della rete elettrica		PdS - Capitolo 1
Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
AIGET - ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER EDISON	<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.</p> <p>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>La liberalizzazione del mercato ha separato le responsabilità dello sviluppo della rete (in capo al soggetto concessionario, GRTN prima e Terna poi) dalle responsabilità sulla realizzazione di nuovi impianti di produzione (in capo alle aziende del settore): l'assenza di una chiara strategia nazionale negli ultimi anni ha favorito il proliferare di diverse iniziative private che sono state realizzate anche in assenza dei necessari rinforzi di rete, giunti solamente in un secondo momento o non ancora del tutto realizzati per problematiche autorizzative.</p> <p>La nuova SEN dovrebbe consentire di superare questa impasse, fornendo da un lato al mercato chiari indirizzi sulle linee guida attese per lo sviluppo della generazione e dall'altro dando indicazioni a Terna su dove sia necessario intervenire sulla rete per favorire la realizzazione di nuovi impianti in coerenza con le sopracitate linee guida.</p> <p>Altro aspetto da non trascurare è la necessaria coerenza fra il piano di sviluppo della rete nazionale e il TYNDP pubblicato su base biennale da ENTSO-E: quest'ultimo documento, in particolare, riporta i cosiddetti Progetti di Interesse Comunitario (PCI) identificati ai sensi del recente regolamento sulle infrastrutture. Tali progetti devono essere necessariamente inclusi anche nei piani nazionali. Terna ha ottemperato correttamente a questo aspetto, ma sarebbe preferibile che nel piano sia riportato l'elenco completo dei PCI che interessano il territorio nazionale.</p>	<p>Si condivide la necessità di coordinare scenari e linee di sviluppo con quanto previsto per il settore elettrico nella Strategia Energetica Nazionale (SEN). Al riguardo, si rappresenta che gli scenari previsionali definiti nel cap. 2 del PdS <i>Scenari di riferimento</i> sono stati costruiti in piena coerenza con le ipotesi della SEN (cfr. par. 2.2 <i>Strategia Energetica Nazionale – scenari evolutivi del sistema elettrico</i>). Si evidenzia, inoltre che nei paragrafi 2.4.1 <i>Previsioni di domanda</i> e 2.4.2 <i>Evoluzione della Generazione</i>) è stata effettuata una verifica di coerenza tra gli scenari alla base del PdS e gli scenari previsionali della SEN.</p> <p>Si conferma che Terna terrà conto nei prossimi Piani delle evoluzioni della SEN.</p> <p>A seguito della liberalizzazione del settore elettrico in Italia il TSO non può pianificare l'installazione di unità produttive, né imporre vincoli alla libera iniziativa degli operatori privati. La definizione delle strategie energetiche nazionali di settore è in capo ai soggetti istituzionali preposti. Negli anni passati, il GRTN e successivamente Terna, anche attraverso il Piano di Sviluppo (PdS), hanno peraltro fornito analisi dettagliate e puntuali delle criticità di rete e indicato le soluzioni possibili. Tuttavia, come rilevato, le tempistiche di implementazione dei necessari rinforzi di rete pianificati sono sicuramente condizionate dalla durata dei procedimenti autorizzativi.</p> <p>Il processo di pianificazione della rete adottato da Terna è in linea con le migliori pratiche seguite dai TSO a livello europeo e mondiale. A tal proposito si rappresenta che l'approccio di Terna è perfettamente coerente con quello adottato a livello Europeo. Infatti il TYNDP, pubblicato con cadenza biennale da ENTSO-E, è il risultato di un processo di coordinamento della pianificazione dei diversi TSO europei e, per quanto riguarda il sistema Italiano, riprende integralmente i contenuti e le priorità del PdS nazionale. Al tempo stesso Terna tiene conto delle analisi prospettiche sviluppate a livello Europeo nei gruppi di lavoro ENTSO-E (cfr. § 1.5, 2.2 del PdS 2013 e § 1.5, 2.3 del PdS 2014).</p> <p>Si condivide l'importanza di indicare nel PdS quelli che sono i progetti della rete di trasmissione nazionale identificati come Progetti di Interesse Comune (PCI), ai sensi del Reg. (EU) n. 347/2013, in quanto parte integrante del PdS nazionale e del piano di sviluppo europeo stesso. A tale proposito, come anticipato in occasione del seminario del 25 settembre 2014 per la consultazione dei PdS 2013 e PdS 2014, Terna a partire dall'edizione 2015 del PdS includerà nelle schede intervento contenenti la codifica e i dettagli di ciascun intervento di sviluppo della RTN, anche i riferimenti, laddove presenti, alla codifica dei progetti selezionati dalla Commissione Europea come PCI, al TYNDP ed ai <i>Regional Investment Plans</i> di ENTSO-E.</p>

Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
<p>ASSOELETTRICA</p> <p>ENEL</p>	<p>Riguardo al Piano di Sviluppo dell'anno 2013, pur comprendendo che la consultazione è un corretto atto formale, si ritiene opportuno effettuare delle osservazioni direttamente al PDS 2014, se del caso, facendo riferimento a quanto previsto nel precedente piano di sviluppo.</p> <p>In generale, si apprezza l'impegno di Terna nella redazione del presente Piano 2014, che appare costituito da una struttura più lineare ed in cui si nota il recepimento delle precedenti osservazioni riguardo alla necessità di tenere in considerazione, negli scenari di riferimento, anche quanto previsto dalla Strategia Energetica Nazionale. Inoltre, in un'ottica di completo inquadramento nel contesto europeo si condivide l'inserimento del riferimento agli scenari dalle "Visions" di ENTSO-E, eseguito cercando di mantenere un approccio prudentiale.</p> <p>Inoltre, il processo di pianificazione della rete rispecchia i vincoli normativi e gli obiettivi posti dalla legislazione nazionale e comunitaria, e risponde alla logica di fondo di fornire i riferimenti fondamentali di medio-lungo periodo per un efficiente coordinamento degli operatori del sistema elettrico in un assetto liberalizzato.</p> <p>Si segnala però 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, 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, dando contestualmente evidenza del coordinamento tra i due Piani.</p>	<p>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.</p> <p>Si rappresenta inoltre che le attività programmate nel Piano per la Sicurezza e nel PdS sono pianificate tenendo conto di possibili sinergie, senza sovrapposizioni. Ciò premesso, Terna è disponibile, qualora previsto dal MiSE, a citare nel Piano di Sviluppo gli interventi rilevanti del Piano per la sicurezza che possono risultare sinergici con il PdS, (fermo restando che i due documenti saranno mantenuti separati avendo finalità e orizzonti temporali differenti).</p>

S2 - Commenti sugli scenari di riferimento		PdS - Capitolo 2
Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
AIGET - ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER EDISON	<p>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 non possiamo tuttavia esimerci dal notare un certo ottimismo nello scenario di sviluppo, che prevede una significativa crescita della domanda nel medio termine: ciò sarebbe ottenibile solamente con una decisa ripresa dei consumi e con la transizione verso l'energia elettrica di alcune applicazioni quali trasporti (si pensi all'auto elettrica) oppure il riscaldamento (pompe di calore). L'ottimismo sembra comunque in calo in quanto le previsioni di domanda sono state ridotte rispetto al piano 2013.</p> <p>In entrambi gli scenari di domanda (sviluppo e caso base) l'anno 2018 segnerebbe un netto cambio di tendenza nel trend dei consumi, cambio che però non sembrerebbe trovare alcuna motivazione né a livello di contesto regolatorio (non sono previste modifiche in grado di influenzare i consumi) né a livello industriale (non sono attese innovazioni). Siccome lo stesso fenomeno si riscontrava con l'anno 2017 nell'edizione 2013 del piano, riteniamo che un tale cambio di tendenza possa essere dovuto alla transizione fra una previsione di breve termine (5 anni) e una di medio termine (10 anni). Auspichiamo quindi che nelle prossime previsioni di piano questa anomalia possa essere sanata e che, in assenza di specifiche motivazioni contrarie, possa essere definita una curva di crescita decennale più costante e senza particolari strappi.</p> <p>Anche la stima della produzione rinnovabile appare ottimistica: il raggiungimento della grid parity per il fotovoltaico si basa sulle configurazioni SEU e sulle annesse agevolazioni tariffarie che sono state però opportunamente ridotte dal cosiddetto Decreto Competitività (dl 91/14 convertito con legge 116/14). Lato eolico il Piano di Sviluppo fa leva sul mantenimento degli incentivi per altri due trienni, disposizione che non è però ancora stata attuata dal Ministero. Pur comprendendo che le esigenze di pianificazione della rete debbano considerare tutti gli scenari possibili (ivi compresi quelli con un'elevata penetrazione delle fonti rinnovabili con annesse problematiche di bilanciamento e regolazione del sistema elettrico), tuttavia si auspica che nella prossima edizione del Piano le previsioni sulla produzione rinnovabile siano riviste al ribasso per tenere conto sia del mutato contesto regolatorio che della persistente insicurezza che domina questo</p>	<p>Nella prassi, quando sono effettuate previsioni di questo tipo, sono appositamente costruiti più scenari. Si tratta di tracciare un perimetro all'anno obiettivo entro il quale la domanda di energia elettrica potrà evolvere. Si portano ad esempio le "vision" (4) considerate nel TYNDP 2014 di ENTSO-E. Lo scopo è quello di ampliare – entro limiti ragionevoli - detto perimetro per tenere conto anche di ipotesi di scenario ottimiste.</p> <p>Peraltro, come chiaramente riportato nel PdS, lo scenario "di sviluppo" viene adottato ai fini della pianificazione degli interventi di sviluppo della rete, funzionali principalmente a garantire l'adeguatezza del sistema in termini di copertura del fabbisogno a livello nazionale e locale anche nelle condizioni di massima crescita dei consumi. Tale scenario è, infatti quello che consente di individuare le condizioni di massima criticità del sistema e dimensionare opportunamente le soluzioni di sviluppo della rete per rispondere alle esigenze di sicurezza e continuità del servizio.</p> <p>Per quanto riguarda l'esigenza di garantire l'integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili, in aggiunta allo scenario di sviluppo, viene anche considerato lo "scenario base", che meglio evidenzia le situazioni con surplus di generazione rispetto al carico elettrico locale e nazionale che deve essere gestito in condizioni di sicurezza sul sistema di trasmissione.</p> <p>Pertanto, la definizione delle esigenze e il dimensionamento delle soluzioni di intervento avviene attraverso l'utilizzo dello scenario più critico, ossia quello in grado di evidenziare tutte le possibili problematiche di esercizio.</p> <p>Per quanto riguarda la riduzione delle aspettative di crescita della domanda all'anno obiettivo nel PdS 2014 (finestra 2013-2023), rispetto al PdS 2013 (finestra 2012-2022), questa è dovuta prevalentemente alla minore domanda registrata a consuntivo nell'anno base di previsione.</p> <p>Per quanto riguarda l'andamento dei consumi (il cambio di tendenza nel trend in corrispondenza del passaggio dallo scenario di breve-medio a quello di lungo termine è conseguenza dell'aver rappresentato convenzionalmente un CAGR sul quinquennio), esso è guidato:</p> <ul style="list-style-type: none"> - dalla domanda di energia elettrica del primo anno in previsione, per il quale alla data della previsione sono disponibili stime provvisorie di consuntivo (ad es. nel 2013 acquisita flessione -3%) che influiscono sul CAGR del primo periodo di previsione, - dalle previsioni sull'andamento del PIL: le previsioni per gli anni successivi sono tutte positive poiché guidate dalle ipotesi macroeconomiche (sviluppo del PIL mai negativo nel periodo); - da ipotesi sull'intensità elettrica: nel primo periodo prosegue il trend di fondo registrato nei decenni precedenti (CAGR 1992-2002: +0,8%; CAGR 2002-2012 +0,6%), principalmente guidato dalle efficienze energetiche conseguite (v. Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica PAEE). Si è quindi ipotizzato di variare l'intensità elettrica nel periodo 2012-2023 mantenendo


	<p>settore da diversi mesi. Mancherebbe poi nel Piano di Sviluppo un'analisi delle potenzialità di sviluppo dell'autoproduzione: come noto, con la Delibera 578/13 l'Autorità ha infatti adottato la regolazione per i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) nell'ambito dei quali rivestono particolare importanza gli impianti cogenerativi ad alto rendimento che sembrerebbero esser chiamati nel prossimo futuro ad un ulteriore sviluppo. A nostro avviso la pianificazione dello sviluppo della rete non può prescindere da una corretta valutazione sull'entità dell'autoproduzione: al crescere di tale fenomeno, infatti, si accompagna una riduzione dei flussi attesi sulla rete di trasmissione che, quindi, necessiterebbe di una minore capacità di trasporto. Infine non si intende entrare nel merito delle visioni condivise con ENTSO-E: si tratta, infatti, di orizzonti temporali al 2030, fuori dall'arco di piano. Si apprezza, comunque, la scelta di Terna di rendere note tale analisi anche nel piano nazionale in un'ottica di coordinamento con quanto svolto a livello UE.</p>	<p>cautelativamente tale variazione nell'intorno dello zero (CAGR compreso tra +0,3%, scenario sviluppo e -0,5%, scenario base). Nell'ambito del periodo 2012-2023 si è inteso differenziare l'intensità elettrica in una prima fase, nella quale l'intensità cala di più sotto l'influenza degli ultimi anni di consuntivo (che denotano andamenti più negativi), da una seconda fase nella quale possono anche manifestarsi gli effetti della diffusione delle nuove applicazioni, citate anche nel quesito. E' infatti opinione comune che il trend di sviluppo di tecnologie elettriche per la mobilità potrà essere percepito nel più lungo termine. Infine occorre considerare che i piani di efficienza energetica PAEE 2011 stimavano le efficienze conseguibili fino all'anno 2016 ed estese al 2020 e che per gli anni successivi non c'erano ulteriori indicazioni.</p> <p>Per quanto attiene le previsioni di sviluppo del rinnovabile, e in particolare quelle relative al fotovoltaico, rispetto alle quali si contesta a Terna di non aver tenuto conto della riduzione delle agevolazioni tariffarie alle configurazioni SEU disposte dal cosiddetto Decreto Competitività (DL 91/14 convertito con Legge 116/14), si rappresenta che le suddette disposizioni sono state emanate solo a Giugno 2014, successivamente alla predisposizione del PdS 2013 (avvenuta a Dicembre 2012) e del 2014 (avvenuta a Dicembre 2013). Si conferma invece che se ne sta tenendo conto nella predisposizione del prossimo PdS.</p> <p>Per quanto attiene le previsioni di sviluppo della generazione eolica, l'ipotesi di mantenimento degli incentivi è pienamente coerente con gli obiettivi della SEN e conduce a una previsione di sviluppo del rinnovabile nel PdS che risulta in linea con i target di produzione definiti nella SEN (cfr. par. 2.4.2, <i>Tabella 4 Confronto obiettivi SEN e stime Terna energie fonti rinnovabili 2020</i>).</p> <p>Per quanto riguarda lo sviluppo degli impianti cogenerativi ad alto rendimento in conseguenza della Deliberazione 578/13, si evidenzia che non è stato possibile tenerne puntualmente conto nel PdS 2014 in quanto il provvedimento AEEG è stato emanato solo a Dicembre 2013 (quando il PdS 2014 era stato già predisposto). Si segnala peraltro che sulle disposizioni in argomento è intervenuto successivamente anche il DL 91/2014, convertito in Legge (L. 116) solo ad Agosto 2014, che, tra l'altro, all'art. 24 comma 6, ha disposto l'adozione di ulteriori provvedimenti attuativi da parte di AEEGSI, provvedimenti che sono tuttora in via di definizione (cfr. DCO 519/14). Ciò premesso, si anticipa che Terna è disponibile a effettuare opportune valutazioni in merito nei successivi PdS, una volta definito il quadro normativo, tenuto anche conto degli effetti che la nuova Regolazione avrà prodotto nei prossimi anni.</p>
--	--	---

Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
AssoRinnovabili	<p>A pag. 36 Terna afferma che “ai circa 2 GW già dismessi nel 2013 si aggiungeranno, nel breve-medio termine, ulteriori impianti da dismettere per una potenza complessiva di almeno 2,5 GW”. L’AEEGSI nel recente rapporto n. 428/2014/I/EEL1, indica una stima di dismissione per il 2014 di 9,3 GW. Si chiedono commenti circa l’incoerenza dei due dati.</p>	<p>I dati sulle dismissioni e sulle messe in conservazione di impianti termoelettrici, pur nella disponibilità di Terna, sono in generale trasmessi dai produttori. In proposito, va tuttavia precisato che non esiste attualmente l’obbligo per il produttore di comunicare al TSO i propri piani industriali con riferimento all’orizzonte decennale, né alcun vincolo in merito alla possibilità di modificare in futuro tali piani. Pertanto i dati in argomento, sono da considerare provvisori e suscettibili di continui aggiornamenti.</p> <p>Ciò premesso, il dato di 9,3 GW riportato nel Rapporto AEEGSI n. 428/2014/I/EEL1 di Agosto 2014, si riferisce al totale degli impianti con dismissione già autorizzata, dismissione in attesa di autorizzazione, indisponibilità a produrre per vincoli di Legge, e previsione di “messa in conservazione”, mentre il dato riportato nel PdS 2014 (predisposto a dicembre 2013) si riferisce ai soli impianti in dismissione.</p>

S3 - Commenti sulle esigenze di sviluppo		PdS - Capitolo 3
Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
AIGET - ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER ASSOELETTRICA ENEL EDISON	<p>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 oltre 6 GW sono stati chiamati indisponibili solamente nel primo semestre 2014 come rimarcato di recente dall'Autorità nel rapporto n. 428/14/R/eel). 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. Questi aspetti dovrebbero essere attentamente valutati nell'identificare le esigenze di sviluppo della rete: nel presente piano Terna sembra essersi principalmente focalizzata sui benefici diretti degli interventi (nella fattispecie sui ridotti volumi di MSD), ma non sembra aver tenuto in adeguata considerazione i potenziali effetti negativi di medio e lungo termine né eventuali soluzioni alternative.</p> <p>Fa eccezione l'installazione di un compensatore sincrono nella stazione di Codrongianos in Sardegna per migliorare la sicurezza dell'esercizio della rete sarda sotto l'aspetto del controllo delle tensioni ed al fine di mantenere un livello di potenza di corto circuito adeguato. Tale intervento è ormai in fase di completamento con costi interamente a carico del consumatore finale. 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: tali macchine infatti, potrebbero essere modificate ed utilizzate come compensatori sincroni per fornire regolazione di potenza reattiva (sia in assorbimento sia in iniezione con regolazione continua nei parametri consentiti dalla curva di capability dell'alternatore). Nei fatti ciò configurerebbe un servizio ancillare per il</p>	<p>La scelta di installazione di apparecchiature di regolazione del reattivo sulla rete di trasmissione è dovuta principalmente a esigenze di sicurezza ed economicità del servizio, coerentemente con gli obiettivi fissati dalla Concessione.</p> <p>Per quanto riguarda la sicurezza, affidabilità e flessibilità di esercizio, la presenza degli apparati di compensazione reattiva sulla RTN comporta i benefici legati ai seguenti aspetti:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la maggiore affidabilità e flessibilità di utilizzo per il sistema elettrico anche in condizioni di rete degradate, in quanto la loro presenza prevista in nodi di rete generalmente molto magliati rappresenta un vantaggio rispetto alle unità di produzione. Infatti la perdita della linea che connette l'impianto di produzione può compromettere l'utilità dell'unità stessa anche in termini di regolazione della tensione; - l'installazione dei reattori viene effettuata da Terna su nodi identificati a valle di opportune analisi di rete volte ad ottimizzare l'efficacia di tali dispositivi in termini di regolazione della tensione. Al contrario le Centrali vengono generalmente disposte secondo criteri differenti. - si evidenzia infine come l'installazione di alcuni degli apparati di compensazione previsti nel PdS sia programmata anche lungo alcune delle principali direttrici di riaccensione in accordo al Piano di Difesa della RTN per garantire l'efficacia delle stesse. - inoltre, per quanto riguarda in particolare i reattori e i condensatori, essendo macchine statiche, sono intrinsecamente più affidabili dei gruppi di generazione. <p>In merito agli aspetti relativi all'economicità del servizio di trasmissione, si prende ad esempio il caso dell'installazione di una reattanza di compensazione. Se si confronta un costo medio di installazione di un singolo reattore con il costo medio di utilizzo di una corrispondente unità di produzione avviata per il servizio di regolazione della tensione, risulta che il costo del reattore è recuperato in pochi mesi.</p> <p>Per quanto riguarda le problematiche evidenziate di riduzione dei margini degli impianti tradizionali che ne comporterebbero la dismissione con conseguenti rischi per il sistema elettrico - senza entrare nel merito dei provvedimenti in materia di <i>capacity market</i> - si rappresenta che Terna non ha elementi sufficienti per fare previsioni sulla redditività degli impianti di produzione in funzione dei ricavi su MSD e quindi sulla eventualità che gli stessi impianti vengano dismessi.</p> <p>In merito alla proposta di utilizzare gli alternatori delle centrali messe in conservazione come compensatori sincroni per fornire servizi di rete a un costo complessivamente inferiore rispetto all'installazione di nuove macchine, Terna è interessata a valutare anche tale soluzione, fermo restando la necessità di un quadro regolatorio che preveda questa possibilità se si dimostrerà fattibile e conveniente per il consumatore.</p> <p>Per quanto riguarda infine la sperimentazione di sistemi di accumulo, si rimanda alle valutazioni dei soggetti preposti secondo quanto previsto dalla regolazione vigente.</p>

	<p>sistema elettrico (fornitura di servizi di regolazione di tensione tramite compensatore sincrono) da remunerare opportunamente (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). In ogni caso i costi per la messa a disposizione di questo servizio, non dovendo scontare l'investimento per l'acquisto ex novo del macchinario (si utilizzerebbero alternatori già esistenti e di fatto già del tutto ammortizzati), sarebbero inferiori rispetto a quelli sostenuti per un compensatore sincrono di nuova installazione.</p> <p>Lato sistemi di accumulo, invece, occorrerebbe confrontare i servizi offerti da questi dispositivi con le analoghe prestazioni rese dagli impianti di produzione: a tal proposito sarebbe auspicabile che i risultati delle sperimentazioni attualmente in corso consentano di evidenziare i differenti servizi erogati dalle batterie e i relativi costi, in modo da poterli confrontare con quanto richiesto oggi dagli impianti su MSD. In prospettiva, comunque, si ritiene che i dispositivi di accumulo debbano essere gestiti a mercato (ivi inclusi anche quelli oggetto delle sperimentazioni che dovrebbero essere dati in gestione agli operatori) in concorrenza con le altre tecnologie: ben vengano, quindi, le sperimentazioni, al termine delle quali, tuttavia, il Gestore dovrebbe limitarsi ad indicare eventuali esigenze di sviluppo, lasciando tuttavia spazio alla libera iniziativa imprenditoriale.</p>	
ASSOELETTRICA	<p>Assoelettrica esprime preoccupazione per quanto riportato al paragrafo 3.6 ("Analisi delle esigenze di regolazione del sistema elettrico"), riguardo alla previsione che anche nell'orizzonte decennale si renderanno necessarie azioni di modulazione della generazione FRNP. Questo nonostante in passato fosse stato previsto che, nel lungo termine, le azioni di modulazione sarebbero invece state ridotte. Si chiede quindi che Terna si impegni affinché in futuro le limitazioni alla produzione da FRNP siano completamente annullate o ridotte, tramite gli adeguati sviluppi delle infrastrutture di rete.</p>	<p>Si ricorda che nel corso degli ultimi anni Terna ha pianificato e realizzato numerosi interventi che hanno consentito di ridurre considerevolmente la mancata produzione da fonti rinnovabili (l'incidenza della MPE è passata da circa l'11% del 2009 a meno del 2% nel 2013, pur a fronte di un continuo aumento della capacità installata) e che ulteriori importanti investimenti sono stati programmati nel PdS per massimizzare l'integrazione della produzione da FER.</p> <p>Le analisi sviluppate nel par. 3.6 del PdS si riferiscono a uno scenario di lungo termine in cui il forte sviluppo della produzione da fonte rinnovabile comporta fenomeni residui di <i>overgeneration</i> in particolari condizioni di funzionamento del sistema elettrico (in particolare in corrispondenza dei periodi di bassissimo carico). I risultati delle simulazioni evidenziano che il fenomeno è caratterizzato da picchi di produzione eccedentaria che il sistema italiano nel suo complesso non riesce a bilanciare in un numero piuttosto limitato di ore dell'anno. Ciò premesso, si conferma l'impegno da parte di Terna anche in futuro a ridurre, per quanto tecnicamente possibile, il ricorso alle modulazioni della produzione FRNP.</p>

Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
EDISON	<p>Altro aspetto critico è lo sviluppo di nuova capacità di interconnessione: in un sistema, quale quello nazionale, caratterizzato da una rilevante rischio di overgeneration (specialmente nelle giornate di basso carico e alta produzione rinnovabile), aumentare ulteriormente l'energia importata dall'estero sembra un nonsenso. Invero la nuova capacità dovrebbe consentire al sistema di accedere a energia a basso prezzo proveniente dall'estero, ma ciò è tutto da dimostrare in quanto da un lato il market coupling dovrebbe portare ad una certa convergenza dei prezzi fra Italia e paesi confinanti e dall'altro non sono ancora chiare le regole di allocazione della capacità sulle linee con i paesi extra UE (ad esempio parte della ATC disponibile sulla linea con il Montenegro potrebbe anche essere primariamente riservata all'energia idroelettrica incentivata proveniente dalla Serbia nell'ambito dell'accordo fra i due paesi). Di certo, invece, una maggiore capacità di interconnessione aumenterà il rischio di overgeneration, soprattutto nelle ore di basso carico inducendo Terna ad attivare risorse a scendere nell'ambito del sistema elettrico. In particolare potrebbero essere previste limitazioni puntuali alle importazioni (anche programmate a livello di ATC annuale, come, ad esempio, accade nei cosiddetti special days) oppure potrebbe essere distaccata la produzione rinnovabile eolica, fotovoltaica e idroelettrica fluente (quest'ultima con problemi di natura ambientale associata al rilascio improvviso di acqua in canali scolmatori normalmente utilizzati al minimo vitale). In ogni caso, indipendentemente dalla specifica soluzione adottata, Edison ritiene di fondamentale importanza che tutte queste azioni siano adeguatamente remunerate, anche per il tramite di appositi strumenti regolatori. Terna, infine, propone per la riduzione dell'overgeneration anche il ricorso a nuovi impianti di pompaggio: su tale aspetto Edison rinnova la propria perplessità già espressa in altre sedi, in quanto trattasi di investimenti piuttosto costosi e di complessa e lunga realizzazione e con difficile sostenibilità economica (in quanto il differenziale dei prezzi sul mercato all'ingrosso è significativamente diminuito).</p>	<p>Lo sviluppo delle interconnessioni con l'estero è uno dei principali obiettivi definiti nella Concessione e ha la finalità principale di incrementare la sicurezza degli approvvigionamenti riducendo il costo dell'energia elettrica sul sistema nazionale.</p> <p>Per quanto riguarda gli interventi di interconnessione con l'estero previsti nel PdS, si conferma che questi, al pari di tutti gli altri interventi pianificati, sono stati valutati negli scenari aggiornati di generazione e carico. In particolare il PdS (cfr. par. 3.6) riporta una dettagliata analisi delle problematiche derivanti dal contesto attuale e prospettico di <i>overcapacity</i> nazionale che, in talune situazioni, si traduce in <i>overgeneration</i>. Le medesime valutazioni hanno tuttavia confermato che tali problematiche si verificano esclusivamente in situazioni di bassissimo carico (<i>week end e bank holidays</i>) e contestuale elevata produzione da fonti rinnovabili non programmabili, mentre sul totale delle ore dell'anno il sistema può beneficiare di un incremento di energia in import di oltre il 50 % in sicurezza grazie agli interventi di sviluppo della capacità di interconnessione. D'altra parte, il medesimo studio ha consentito di evidenziare che l'integrazione dei mercati consente di ridurre notevolmente l'<i>overgeneration</i> di sistema.</p> <p>In merito alla remunerazione di eventuali interventi di modulazione della produzione rinnovabile nazionale, nel rimarcare che queste non sono conseguenza dello sviluppo di infrastrutture di interconnessione (infrastrutture che, al contrario, consentendo maggiori scambi con i mercati confinanti, aiutano negli <i>special days</i> a risolvere le criticità derivanti dall'eccesso di offerta), si rimanda integralmente alle disposizioni dell'Autorità.</p> <p>Per quanto attiene lo sviluppo di impianti di accumulo zonale (pompaggio), si precisa che nel PdS 2012 Terna, facendo seguito alle disposizioni di Legge, si è limitata a sviluppare delle simulazioni tese ad identificare possibili esigenze di impianti di accumulo zonale per ridurre i problemi di <i>overgeneration</i>. Per gli aspetti relativi all'implementazione di eventuali progetti di impianti di pompaggio (la cui realizzazione e gestione sono affidate mediante procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie) si rimanda alle decisioni degli organi competenti.</p> <p>Per quanto riguarda le regole di allocazione della capacità di trasporto sull'interconnessione con il Montenegro, si ritiene che queste non influiscano in alcun modo sulle valutazioni effettuate nel PdS in merito alla sostenibilità del progetto di interconnessione.</p>
ASSOELETTRICA ENEL	<p>Si richiedono inoltre i seguenti chiarimenti in merito ad alcuni dispositivi di regolazione della tensione previsti nel Piano:</p> <ul style="list-style-type: none"> - in generale la taglia indicata per alcuni reattori è di 285 MVar. Nella sezione dedicata agli sviluppi di rete completati, pubblicati nel report mensile, la taglia riportata per gli stessi interventi è di 258 MVar. Quale è la taglia effettiva di questi elementi? - il piano indica come "da installare" la reattanza nella stazione di Castelluccia (Napoli). Nel sito Terna invece, alla sezione "Cantieri Terna per l'Italia", sembrerebbe invece che l'elemento sia stato installato prima della pubblicazione del PdS. Quale delle due affermazioni è corretta? 	<p>La taglia dei reattori è attualmente descritta nel PdS riportando il dato della massima potenza reattiva erogabile (285 MVar), mentre nei <i>report mensili</i> vengono riportati i valori di potenza nominale (es. nel caso dei nuovi reattori a 380 kV questa è di 258 MVar). Nel prossimo PdS per maggiore chiarezza si preciserà anche il valore della potenza nominale delle macchine.</p> <p>Si conferma che nel corso del 2014 è stata messa in esercizio una reattanza di compensazione presso l'esistente stazione 220 kV di Castelluccia, in coerenza con quanto riportato nel documento <i>Avanzamento PdS precedenti</i> allegato al PdS 2014 (si veda l'intervento "Riassetto rete a 220 kV città di Napoli").</p>

S4 – Commenti su nuove infrastrutture per produzione da FRNP		PdS – Capitolo 4
Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
AIGET – ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER EDISON	<p>Vediamo 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.</p> <p>Auspicheremmo inoltre maggiori dettagli sul rafforzamento complessivo della rete in Calabria in termini di obiettivi, tempi, criteri, quantificazione dei miglioramenti attesi: nel Piano si cita solamente l'intervento come fondamentale per l'integrazione delle fonti rinnovabili, ma manca un'analisi ragionata delle esigenze e delle motivazioni che hanno portato alla sua stesura.</p>	<p>Nel PdS sono riportati numerosi interventi funzionali al miglior utilizzo ed allo sviluppo degli impianti da fonti rinnovabili, contraddistinti con il <i>label</i> . Relativamente agli interventi realizzati per favorire l'integrazione della produzione da FER installata e prevista nel Sud Italia e Isole maggiori, si segnalano le numerose attività riportate nel rapporto sull'Avanzamento degli Interventi di Sviluppo contrassegnate dal suddetto <i>label</i>, a cui si aggiungono (per quanto riguarda in particolare l'area subappenninica compresa tra Puglia e Campania), le molteplici opere completate nel corso degli ultimi anni elencate nel par. 1.1.4 dell'Allegato 2 al PdS 2014.</p> <p>Per quanto riguarda le tempistiche degli ulteriori rinforzi locali della rete 150 kV programmati e non ancora realizzati (es. raccordi 150 kV alla SE 380/150 kV di Troia, raccordi 150 kV Accadia-Vallesaccarda alla SE 380/150 kV di Deliceto, linea 150 kV Accadia – Orsara - Foggia), queste sono condizionate dagli iter autorizzativi in corso, rispetto ai quali sussistono ritardi e incertezze non governabili da Terna. Analoghe considerazioni valgono per gli interventi finalizzati incrementare la capacità di trasporto tra le zone Sud e Centro Sud: a parte l'entrata in servizio nel 2012 dei PST di Villanova e Foggia e quella nel 2014 dell'elettrodotto 380 kV "Foggia – Benevento", attualmente è in corso di realizzazione il solo tratto "Gissi – Villanova" della dorsale 380 kV adriatica (autorizzato nel 2013) il cui completamento è previsto nel 2015, in quanto le altre opere sono in corso di autorizzazione. Tali informazioni sono tutte puntualmente riportate nel PdS, dove sono anche forniti i dettagli degli iter autorizzativi in corso.</p> <p>Per quanto riguarda infine lo sviluppo della RTN in Calabria, dopo la realizzazione della trasversale calabra 380 kV "Feroletto – Maida" (completata nel 2013), l'opera programmata più rilevante è il riassetto della rete Nord Calabria (int. cod. 509-P, comprendente in particolare l'elettrodotto 380 kV "Altomonte – Laino") la cui descrizione in termini di motivazioni, obiettivi, criteri, schema elettrico previsto, stato dell'autorizzazione, tempistiche di realizzazione, è riportata nella scheda di dettaglio del documento di Avanzamento dei PdS precedenti. La quantificazione dei miglioramenti attesi con la realizzazione dell'intervento è riportata nelle tabelle 11 e 12 del cap.7 del PdS 2014. L'esigenza dell'intervento in argomento, oltre che nell'Allegato 2, è anche trattata al cap. 3 del PdS 2014 (dove sono individuate e quantificate le principali esigenze di sviluppo). Analoghe considerazioni valgono per gli altri interventi di sviluppo della RTN in Calabria (es. "Rinforzi rete AT Calabria centrale Ionica" cod. 525-P, "Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile in Calabria" cod. 521-P).</p>

Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
ASSOELETTRICA	<p>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. 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.</p> <p>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".</p> <p>Si richiedono, inoltre, chiarimenti sulla tipologia di interventi che Terna effettuerà a breve termine per risolvere le congestioni sulla rete AAT, in particolare sulla sezione Sud – Centro Sud</p>	<p>Si conferma che il PdS considera in modo prioritario gli interventi che incrementano il transito tra il Sud e il Nord del Paese, riducendo in modo significativo le congestioni sulle sezioni critiche tra zone di mercato Sud e Centro Sud, tra Centro Sud e Centro Nord e tra Centro Nord e Nord. Tali interventi sono infatti chiaramente identificati nella lista delle <i>Priorità di Sviluppo</i> individuate al cap.6 del PdS.</p> <p>In particolare, per quanto concerne gli interventi per la riduzione delle congestioni tra le zone di mercato Sud e Centro Sud, il PdS attribuisce priorità ai seguenti interventi di sviluppo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Elettrodotto 380 kV "Foggia- Benevento II" (Cod. 502-P, entrato in esercizio in assetto provvisorio nel corso del 2014); - Elettrodotto 380 kV "Foggia-Villanova" (Cod. 402-P, il tratto "Gissi – Villanova" in realizzazione sarà completo nel 2015) - Elettrodotto 380 kV "Deliceto-Bisaccia" (Cod. 505-P, in autorizzazione) - Elettrodotto 380 kV "Montecorvino-Avellino-Benevento" (Cod. 506-P, tratta Montecorvino-Avellino in autorizzazione). <p>Per quanto riguarda invece la sezione tra le zone Centro Sud e Centro Nord, il PdS 2014 identifica come prioritario l'intervento (cod. 914-N) "Rimozione limitazioni di trasporto sezione CSud - CNord" che si prevede possa aumentare di circa il 30% i limiti di transito sulla sezione. Come riportato nel PdS, l'intervento prevede attività di rimozione delle limitazioni di trasporto lungo gli esistenti elettrodotti 220 kV afferenti ai nodi di Villanova, S.Barbara, Candia e Villavalle che vincolano i transiti sulla sezione, nonché sulle relative trasformazioni 380/220 kV. A complemento di tali attività, saranno rimosse le limitazioni presenti anche sulla rete 132 kV interessata da fenomeni di trasporto dei flussi sulla sezione indicata.</p> <p>Tale intervento è stato pianificato anche al fine di minimizzare le conseguenze derivanti dall'impossibilità di definire una soluzione localizzativa condivisa per la linea 380 kV "Fano – Teramo". A tal proposito si rappresenta che l'intervento "Fano – Teramo", previsto nel PdS dall'edizione 2005, è stato interessato da un lungo processo di concertazione con gli Enti Locali interessati, durato fino 2013. Nonostante fosse stato condiviso il corridoio preferenziale (nel 2007 con la Regione Marche e nel 2010 con la Regione Abruzzo, ognuna per la rispettiva parte di territorio interessato), i tavoli tecnici attivati con le Province per la condivisione della Fascia di Fattibilità di tracciato non hanno raggiunto purtroppo alcun esito (principalmente a causa della numerosità degli EE. LL. coinvolti e della presenza di forti condizionamenti territoriali), determinando di contro forti dissensi nei confronti della nuova opera, in particolare nella regione Marche (che con D.G.R. 24/02/2014 ha chiuso con esito negativo il procedimento di valutazione). 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 (ovvero tra gli interventi in valutazione) definendo al contempo soluzioni in grado di massimizzare l'utilizzo della rete esistente anche mediante l'impiego di nuove soluzioni tecnologiche.</p> <p>Per quanto riguarda infine la sezione Centro Nord – Nord, l'infrastruttura chiave, anch'essa individuata come prioritaria nel cap. 6 del PdS è l'elettrodotto Calenzano – Colunga (cod. 302-P), attualmente in autorizzazione.</p>

S5 – Commenti sugli interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2014		PdS – Capitolo 5
Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
AIGET – ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER ASSOELETTRICA ENEL EDISON	<p>Preme sottolineare come siano di fondamentale importanza gli interventi finalizzati a ridurre le congestioni nell'area Nord-Ovest e sulla sezione Nord Ovest - Nord Est (anche al fine di evitare una separazione della zona Nord, che avrebbe un impatto negativo non indifferente sugli operatori di mercato, già minati dal perdurare della crisi economica) e sull'interfaccia Centro Nord – Centro Sud (anche al fine di consentire l'immissione in rete della capacità che si prevedrebbe messa a disposizione dalla nuova linea con il Montenegro). Si segnala anche l'importanza dell'esecuzione di tutti gli interventi utili per lo sbottigliamento dei nodi tra zona Sud e Centro-Sud.</p>	<p>Si conferma che gli interventi presentati nel PdS 2013 e nel PdS 2014:</p> <ul style="list-style-type: none"> - rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord Ovest (cod. 8-P) - rimozione limitazioni trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord (cod. 914-N) <p>sono inclusi nelle priorità di intervento identificate nel cap. 6 del PdS.</p> <p>Per quanto riguarda la sezione di rete critica tra Nord Ovest e Nord Est, tra le opere prioritarie si segnala l'elettrodotto Trino – Lacchiarella (completato a inizi 2014) ed il nuovo elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia (c.d. linea 380 kV Cassano – Chiari, cod. 104-P) in iter autorizzativo. Si conferma inoltre che nel cap.6 del PdS sono inclusi gli altri interventi prioritari finalizzati alla riduzione delle congestioni interzonali tra Sud e Centro Sud.</p>
Energia Concorrente	<p>Con riferimento agli interventi di sviluppo della rete elettrica volti alla riduzione delle congestioni e alla migliore dispacciabilità degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, sia il PdS 2013 che 2014 prevedono, nelle more della realizzazione delle singole opere, la possibilità di fare ricorso all'installazione di accumulatori a batteria. Più nello specifico, negli allegati che riportano lo stato di avanzamento dei lavori rispetto ai Piani precedenti, con riguardo a numerosi interventi (cfr., ad esempio, nel PdS 2014 gli interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Puglia) è espressamente previsto che “in anticipo rispetto alla realizzazione delle opere necessarie ed in esito alla sperimentazione in corso, si valuteranno le soluzioni più idonee per l'installazione di sistemi di accumulo diffuso” su direttrici già individuate.</p> <p>In merito a tali previsioni, Energia Concorrente intende segnalare la propria preoccupazione circa il fatto che Terna, potendo risolvere le criticità di gestione della rete attraverso il ricorso all'installazione di accumulatori a batteria, potrebbe ritardare l'esecuzione dei lavori di sviluppo della rete. Tale aspetto si rivelerebbe ancor più critico e preoccupante se l'Autorità dovesse estendere il regime di maggior remunerazione attualmente previsto per gli accumuli sperimentali anche agli impianti realizzati a regime: è chiaro, infatti, che in tal caso Terna avrebbe anche un interesse economico dell'extra remunerazione che la spingerebbe ad investire sulle batterie piuttosto che sulle infrastrutture di rete. Energia Concorrente ritiene inoltre che, nel momento in cui la realizzazione di accumuli superi l'attuale fase sperimentale, sia consentito l'accesso all'eventuale attività di sviluppo a tutti gli operatori secondo meccanismi di mercato. L'analisi costi-benefici è uno strumento fondamentale per comprendere la reale necessità dello sviluppo di accumuli a batteria. A nostro avviso infatti, con riferimento alle aumentate esigenze di servizi di regolazione dovute allo sviluppo delle fonti rinnovabili si ritiene per prima cosa indispensabile massimizzare l'utilizzo del parco impianti</p>	<p>Si rappresenta che Terna negli ultimi anni ha pianificato e realizzato numerosi interventi per la risoluzione delle congestioni che limitano la produzione da fonti rinnovabili, e che ulteriori interventi sono in via di implementazione. Si segnalano al riguardo le soluzioni messe in campo per rinforzare la rete AT del Meridione, che comprendono la realizzazione di decine di stazioni di raccolta 380/150 kV e la diffusa rimozione dei vincoli di trasporto su vaste porzioni di rete 150 kV (a titolo esemplificativo si veda il par. 1.1.4 dell'Allegato 2 al PdS 2014 ove sono elencate le numerose opere completate nell'area subappenninica tra Puglia e Campania). Per quanto riguarda le tempistiche degli ulteriori rinforzi locali della rete 150 kV programmati e non ancora realizzati (es. raccordi 150 kV alla SE 380/150 kV di Troia, raccordi 150 kV Accadia-Vallesaccarda alla SE 380/150 kV di Deliceto, linea 150 kV “Accadia – Orsara - Foggia), queste sono condizionate dagli iter autorizzativi in corso.</p> <p>Si conferma pertanto che nel PdS e nella pratica Terna attribuisce la massima priorità alla realizzazione dei rinforzi di rete in argomento. Per quanto riguarda la sperimentazione dei sistemi di accumulo diffuso, si rimanda alle valutazioni dei soggetti preposti secondo quanto previsto dalla regolazione vigente.</p>

	termoelettrico esistente, in particolare dei nuovi cicli che risultano perfettamente in grado di fornire la flessibilità richiesta a costi certamente inferiori rispetto alle batterie.	
--	---	--

S6 – Commenti sulle priorità di sviluppo		PdS – Capitolo 6
Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
AIGET – ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER ASSOELETTRICA EDISON	<p>Non si ritengono affatto prioritari gli 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, tuttavia, a nostro avviso, il loro contributo al sistema elettrico nazionale non è significativo: come già espresso anche nello spunto S3, la nuova capacità di interconnessione infatti aumenterà il già pesante rischio di <i>overcapacity</i>, e pertanto sarà utilizzabile pienamente solamente in determinate ore dell'anno e, di per certo, non nei cosiddetti <i>special days</i> a basso carico (che già oggi vedono una capacità di import ridotta o addirittura azzerata). In aggiunta lato Montenegro il termine dei lavori è al momento previsto per il 2017/19: non sono tuttavia ancora state rese note le modalità con cui questa nuova interconnessione sarà resa disponibile sul mercato e, soprattutto, se saranno concesse esenzioni o condizioni particolari per la produzione rinnovabile incentivata nell'ambito dell'accordo Italia-Serbia. Sappiamo che tale argomento non è di stretta pertinenza del Piano di Sviluppo, ma vorremmo cogliere l'occasione della presente consultazione per invitare caldamente l'Autorità e Terna a fare chiarezza su questo punto. Notiamo infine che nell'edizione 2014 del Piano è stata inclusa una sezione dedicata ai cosiddetti interventi in stato di valutazione per i quali l'effettiva realizzazione non appare certa nell'arco di piano. Sarebbe auspicabile che Terna indicasse nelle prossime edizioni del Piano, per ciascun intervento presente in questo paragrafo, la motivazione sottesa al suo inserimento in stato di valutazione, differenziando almeno fra interventi per cui la valutazione dipende da problematiche autorizzative e quelli per cui sono mutate le condizioni di rete. In particolare nell'elenco compare il completamento del raddoppio della dorsale medio adriatica (che fino ad oggi è sempre stato considerato come prioritario e fondamentale per la riduzione delle congestioni interzonali, associato all'entrata in servizio della nuova linea con il Montenegro, e per evitare congestioni legate all'ulteriore sviluppo delle FER nel Sud Italia): si immagina che il posticipo per questo intervento sia legato a difficoltà nella fase di concertazione, ma sarebbe auspicabile una maggiore trasparenza.</p>	<p>Lo sviluppo delle interconnessioni con l'estero è uno dei principali obiettivi definiti nella Concessione e ha la finalità principale di incrementare la sicurezza degli approvvigionamenti riducendo il costo dell'energia elettrica sul sistema nazionale. La priorità attribuita dal PdS agli interventi di interconnessione con l'estero, compresa l'interconnessione con il Montenegro, è inoltre pienamente coerente con gli obiettivi definiti dalla SEN, con le priorità individuate dal Regolamento UE n. 347/2013, e con le decisioni assunte dall'Autorità con deliberazione n. 40/2013/R/EEL (che ricomprende tra gli interventi strategici da realizzare con la massima urgenza anche le nuove interconnessioni con la Francia e con il Montenegro, fissando date obiettivo di breve-medio termine).</p> <p>Per quanto riguarda gli interventi di interconnessione con l'estero previsti nel PdS, si conferma che questi, al pari di tutti gli altri interventi pianificati, sono stati valutati negli scenari aggiornati di generazione e carico (v. risposte agli spunti S3).</p> <p>In merito ai chiarimenti circa regole di allocazione della capacità di trasporto sull'interconnessione con il Montenegro, si rimanda alle decisioni che verranno assunte dalle Autorità competenti, evidenziando al contempo che tali aspetti non influiscano in alcun modo sulle valutazioni effettuate nel PdS in merito alla esigenza di sviluppo del progetto di interconnessione.</p> <p>Per quanto attiene gli interventi in valutazione (cfr. cap. 6, Allegato 3 e documento di <i>Avanzamento PdS Precedenti</i>), si evidenzia che tali sezioni, introdotte per la prima volta nel PdS 2014, potranno essere progressivamente integrate nelle prossime edizioni del PdS con le informazioni richieste (in parte già fornite nel corso della presentazione del 25 settembre).</p> <p>In particolare, merito al raddoppio della dorsale medio adriatica (Elettrodotto 380 kV "Fano – Teramo"), si evidenzia che tale intervento, posto in valutazione, nel PdS non è correlato all'interconnessione con il Montenegro.</p> <p>Si rappresenta altresì che, in risposta all'esigenza di ridurre le congestioni sulla sezione interzonale in argomento, nel PdS 2014 è programmato l'intervento (cod. 914-N) "Rimozione limitazioni di trasporto sezione CSud - CNord" che si prevede possa aumentare di circa il 30% i limiti di transito sulla sezione. Tale intervento è stato pianificato anche al fine di minimizzare le conseguenze derivanti dall'impossibilità di definire, nell'orizzonte decennale di Piano, una soluzione localizzativa condivisa per la linea 380 kV "Fano – Teramo" (v. risposta spunto S4).</p>

Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
Energia Concorrente	<p>Non riteniamo prioritari gli interventi con l'obiettivo di aumentare la capacità d'interconnessione, in particolare con l'area balcanica. La realizzazione dell'elettrodotto Italia-Montenegro, caratterizzato da <i>capex</i> notevolmente più elevati degli altri interventi presentati nel piano di sviluppo, non trova giustificazione nelle attuali condizioni del sistema elettrico, contraddistinto da un forte rischio di sovraccapacità produttiva e riduzione della domanda. Inoltre, la stessa analisi costi-benefici mostra che, rispetto agli altri progetti mirati all'incremento delle interconnessioni con l'estero, quello con il Montenegro abbia un indice di profittabilità basso, secondo solo a l'elettrodotto Italia-Francia.</p>	<p>Per quanto riguarda la priorità di sviluppo delle interconnessioni con l'estero si vedano le risposte alle osservazioni relative agli spunti S3.</p> <p>Più in generale, in merito al criterio per la definizione delle priorità di intervento, si rappresenta che l'indice IP non può essere assunto come unico riferimento. Ad esempio a interventi con <i>capex</i> elevati e IP contenuto sono associati i benefici netti (VAN) più elevati (es. Sorgente – Rizziconi, interconnessioni con la Francia e con il Montenegro). Altro elemento indispensabile da considerare è l'effettiva realizzabilità dell'opera: opere con i cantieri in corso non possono avere la stessa priorità di opere che sono ancora in fase di pianificazione preliminare. La valutazione delle priorità è inoltre effettuata per ciascuna categoria di intervento (interconnessioni, interventi per la rimozione delle congestioni interzonal, interventi per la sicurezza locale, attività per integrazione rinnovabili) per evitare che le inevitabili semplificazioni dei modelli di simulazione portino a escludere intere categorie di opere. Tali aspetti sono opportunamente considerati nel PdS per definire le priorità di sviluppo.</p>
AssoRinnovabili	<p>Si chiede che Terna indichi in modo puntuale la data di entrata in esercizio commerciale effettivo (e completo) del cavo di collegamento Sorgente-Rizziconi, in corrispondenza della quale dovrebbe terminare il regime di essenzialità per tutti gli impianti termoelettrici al di sopra dei 50 MW ubicati in Sicilia, così come previsto dall'art. 23.3-bis della Legge 11 agosto 2014, n.116.</p> <p>Si richiedono chiarimenti su quali siano le ulteriori opere (oltre al nuovo cavo Sorgente – Rizziconi) necessarie allo “sbottigliamento” dell'interconnessione Sicilia – Continente (l'art. 23.3-bis della Legge 11 agosto 2014 n. 116 li definisce “altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare”).</p>	<p>Nel PdS si chiarisce che la realizzazione dell'elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi (cod. 501-P) è l'intervento necessario per incrementare significativamente il limite di scambio sulla sezione Sicilia – Continente. In particolare, nella Tab. 11 del cap. 7 si riporta l'incremento atteso del limite di scambio sulla sezione e l'infrastruttura chiave necessaria. La descrizione dettagliata delle opere previste è riportata nella relativa scheda intervento del documento Avanzamento Piani Precedenti, in cui sono elencati gli impianti a 380 kV necessari per la realizzazione del collegamento, il relativo stato di avanzamento realizzativo e la data di completamento prevista (2015). Lo stato di avanzamento delle opere principali e la data prevista di entrata in esercizio del collegamento sono informazioni riportate anche nel cap. 6 del PdS.</p>

S7 - Commenti sui risultati attesi		Pds - Capitolo 7
Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
AIGET - ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER ASSOELETTRICA EDISON	<p>I risultati attesi si limitano ad evidenziare i benefici associati agli interventi pianificati da Terna, ma non tengono conto (se non in modo molto limitato) degli interventi in materia di interconnessione pianificati da soggetti privati a titolo di <i>merchant lines</i>. Auspichiamo una maggiore chiarezza al riguardo: il Piano di Sviluppo dovrebbe, infatti, rappresentare una fotografia dell'assetto complessivo del sistema elettrico e, come tale, dovrebbe includere tutte le iniziative che comportino una variazione dell'assetto della rete di trasmissione, siano essi interventi progettati e costruiti dal Gestore, siano essi associati ad iniziative private (al limite in forma aggregata). In particolare lato capacità di interconnessione sono riportati nel dettaglio solamente gli interventi pianificati da Terna ed è riservato qualche accenno sugli <i>interconnector</i> da sviluppare ai sensi della legge 99/09; nulla, invece, viene detto in merito alle altre iniziative private (ad eccezione di una menzione della futura interconnessione con Malta) per le quali sarebbe auspicabile avere un maggiore dettaglio, con indicazione della capacità nominale dell'infrastruttura, dei nodi della rete interessati e della data prevista per l'entrata in esercizio.</p> <p>La riduzione dei volumi su MSD legata a reattanze e sistemi di accumulo è indubbia: come già evidenziato nello spunto S3, tuttavia, questa tipologia di interventi potrebbe avere pesanti conseguenze nel medio e lungo termine sugli impianti termoelettrici, molti dei quali, vedendosi ridotti i volumi movimentati su MSD, potrebbero essere dismessi con riduzione dell'inerzia e della potenza di corto circuito del sistema. Questi aspetti non sono analizzati nel Piano di Sviluppo che, a nostro avviso, dovrebbero essere emendato in tal senso.</p>	<p>Occorre intanto precisare che la Concessione (capo II, art. 8) prevede che Terna delibera nel PdS gli interventi a proprio carico (o a carico degli altri Titolari di impianti della RTN). Pertanto, i risultati attesi attengono, di norma, agli interventi pianificati da Terna.</p> <p>Per quanto riguarda le linee private di interconnessione realizzate da soggetti terzi, la concessione (art. 9) prescrive a Terna di tenerne conto nella definizione delle linee di sviluppo, con particolare riferimento alla individuazione delle necessità di potenziamento della rete di interconnessione con l'estero. Al riguardo è tuttavia utile rappresentare che in Italia le iniziative c.d. <i>merchant</i> tuttora in essere sono particolarmente numerose (diverse decine per una capacità nominale complessiva dell'ordine di oltre 12 GW) e che Terna non ha alcun elemento per stabilire anticipatamente quali progetti saranno effettivamente realizzati. Inoltre il tasso di successo delle iniziative nella realtà è relativamente esiguo (mediamente inferiore al 5% negli ultimi 10 anni). Si può facilmente comprendere quindi l'impatto che tali incertezze determinerebbero sulla pianificazione degli interventi di sviluppo della RTN. Anche qualora si decidesse di considerare le sole iniziative autorizzate lato Italia, permarrebbero incertezze legate alla necessità di disporre delle autorizzazioni anche all'estero, al procedimento di esenzione e alla reale volontà/possibilità del proponente di realizzare l'opera. L'unico atto con il quale il proponente fornisce delle garanzie in merito alla realizzazione dell'opera è la stipula del contratto di connessione (in cui Terna è coinvolta esclusivamente se la connessione è prevista direttamente sulla RTN) e che determina l'inclusione dei relativi interventi di connessione nel PdS.</p> <p>In tale contesto, le iniziative in argomento non possono essere incluse negli scenari di riferimento per la costruzione del PdS, se non vi è la certezza che le opere verranno effettivamente realizzate. I progetti in fase più avanzata possono essere invece considerati nell'ambito di analisi di sensitività alla base delle valutazioni sul dimensionamento delle nuove soluzioni di intervento pianificate.</p> <p>Rispetto agli interventi <i>interconnector</i> da sviluppare ai sensi della Legge 99/09, si fa presente che all'interno del documento Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti sono riportate le schede descrittive, contenenti il dettaglio di ciascun intervento. Si rappresenta che, relativamente a tali interventi, Terna è incaricata per quanto necessario allo studio, predisposizione e autorizzazione dei progetti, sulla base dei contratti di mandato stipulati ai sensi di Legge con i soggetti privati finanziatori.</p> <p>Per quanto riguarda la riduzione dei volumi su MSD in conseguenza degli interventi di sviluppo della RTN contenuti nel PdS si rimanda alle risposte agli spunti S3.</p>

Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
<p>ASSOELETTRICA</p> <p>ENEL</p>	<p>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.</p> <p>In merito ai risultati attesi in relazione a specifici interventi si rileva quanto segue:</p> <ul style="list-style-type: none"> - il potenziamento dell'elettrodotto 380 kV "Foggia – Benevento", viene indicato come intervento utile ad incrementare il limite di transito tra il polo di Brindisi e la zona Sud (5200 MW in ore invernali diurne del 2013). Tuttavia nella pubblicazione del documento "Valori dei limiti di transito tra zone di mercato, rev.19", valido per il 2014, non si evidenzia alcun incremento del limite di transito tra il polo di Brindisi e la zona Sud legato al potenziamento dell'elettrodotto indicato. Si richiede evidenza circa questo disallineamento; - l'infrastruttura chiave indicata come necessaria alla risoluzione del polo di Priolo è la Paternò-Pantano-Priolo. A tal riguardo si richiede che sia specificato se risulta necessario il completamento dell'intera opera Paternò-Pantano-Priolo, ovvero è sufficiente il solo collegamento tra la stazione 380 kV di Priolo e la nuova stazione 380 kV di Melilli (che rientra comunque nell'opera generale Paternò-Pantano-Priolo); - per la prima volta nel PdS 2014 si evidenzia come l'opera ritenuta necessaria al fine di incrementare il limite di transito tra le zone Centro Nord e Centro Sud non è più un nuovo "intervento di rete" (come la Fano-Teramo per il PdS 2013), ma la rimozione di limitazioni di trasporto su asset esistenti. Si richiede a tal proposito di specificare a quale tipo di intervento ci si riferisce. 	<p>L'osservazione si riferisce ai dati riportati nel PdS (cap. 7, Tab. 11), in cui, per ciascuna sezione interzonale è indicato l'incremento atteso del limite di scambio nelle due direzioni (quantificato in MW rispetto al valore attuale) e le infrastrutture chiave pianificate che consentono di ottenere tale incremento. Nei casi in cui la singola sezione interzonale sia interessata da più interventi di sviluppo (è il caso della sezione Sud – Centro Sud e dei poli di Foggia, Brindisi e Rossano), nella tabella è riportato il valore complessivo di incremento del limite di scambio, stimato simulando gli effetti del cluster di interventi che insistono sulla sezione (approccio che consente di evitare rischi di <i>double counting</i> dei benefici associati agli interventi).</p> <p>Essendo per ovvi motivi gli effetti di ciascun intervento correlati alla presenza di uno o più interventi sulla medesima sezione, per indicare il valore associato a ciascun intervento occorrerebbe specificare quali assunzioni sono state fatte sulla presenza o meno in servizio degli altri interventi. Tale esercizio richiede particolare attenzione ad evitare di conteggiare più volte i benefici dei diversi interventi o fornire stime del tutto teoriche (ad es. qualora si decidesse di simulare un intervento alla volta in assenza degli altri, oppure se si decidesse di simulare ciascun intervento in presenza di tutti gli altri, si otterrebbero risultati completamente differenti e in generale si rischierebbe di incorrere in sovrastime o stime che non hanno un significato concreto).</p> <p>Per ridurre tali rischi si potrebbe ipotizzare di riportare, per ciascuna infrastruttura, il valore di capacità di trasporto incrementale ottenibile con l'entrata in servizio di tale infrastruttura a valle della realizzazione delle altre opere propedeutiche o antecedenti secondo una sequenza funzionale o temporale predefinita. In tal caso andrebbe tuttavia chiarito che le stime effettuate sarebbero affette da notevoli incertezze legate, non solo agli scenari previsionali di generazione e carico, ma soprattutto alle ipotesi sulla sequenzialità e consistenza delle singole opere (soggette a inevitabili variazioni in particolare per i progetti non ancora autorizzati che possono subire ritardi o modifiche).</p> <p>Ulteriori precisazioni andrebbero fatte in merito ai poli limitati, che si riferiscono a sezioni virtuali i cui limiti sono fortemente dipendenti dalla situazione contingente degli impianti di produzione inclusi in ciascun polo, mentre gli effetti degli interventi di sviluppo andrebbero più propriamente valutati in termini di incremento della capacità di trasporto su sezioni di rete critiche.</p> <p>Ciò premesso, Terna è disponibile a valutare l'inserimento nel prossimo PdS degli ulteriori dettagli richiesti, almeno per gli interventi già autorizzati, o più in generale nei casi in cui le stime fornite possano essere considerate sufficientemente attendibili.</p> <p>Per quanto riguarda l'incremento del limite di transito sulla sezione Centro Sud – Centro Nord ottenibile con l'intervento cod. 914-N, si vedano i chiarimenti riportati in risposta agli spunti S4.</p>

Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
AssoRinnovabili	<p>A pag. 86, tra le evidenze delle simulazioni effettuate, si cita il <i>“significativo aumento di energia importata rispetto ai volumi attuali sulle frontiere settentrionali oltre che sulla nuova frontiera elettrica con il Montenegro”</i>.</p> <p>Pur mantenendosi un elevato differenziale di prezzi medi con l'estero, l'interconnessione viene sfruttata sempre meno al massimo mentre aumenta l'esportazione. Vi sono poi indicazioni di progressivo allineamento dei prezzi europei anche grazie al <i>market coupling</i>. Si richiedono chiarimenti in merito.</p>	<p>Si conferma che i risultati delle simulazioni di mercato riportati nel cap. 7 del PdS evidenziano un significativo incremento dell'energia importata dall'estero. Come chiarito nel PdS, l'analisi in argomento è stata condotta prendendo sullo scenario di medio termine, con un programma di simulazione che consente la stima annuale su base oraria dei volumi di energia scambiati tramite la risoluzione di un problema di ottimizzazione tecnico – economica. La rete è rappresentata attraverso zone di mercato interconnesse con schema radiale (modello MGP).</p> <p>Tale evidenza è peraltro confermata anche in esito alle analisi delle esigenze di regolazione del sistema elettrico nazionale, condotte sullo scenario base di lungo termine (cfr. par. 3.6), dove emerge che sul totale delle ore dell'anno il sistema può beneficiare di un incremento di energia in import di oltre il 50 % in sicurezza anche grazie agli interventi di sviluppo della capacità di interconnessione.</p>
EDISON	<p>Lato estero, i risultati attesi si limitano a quantificare l'incremento della capacità di interconnessione, ma non evidenziano ulteriori benefici, quali, ad esempio, l'incremento della sicurezza del sistema elettrico e/o una maggiore affidabilità dell'interconnessione. Sarebbe opportuno che nelle prossime edizioni del Piano Terna dia evidenza, anche solamente in modo qualitativo, dell'esistenza o meno di questi benefici.</p>	<p>Si evidenzia che nel par 7.2 del PdS sono riportati i risultati delle analisi di adeguatezza, che illustrano i benefici per il sistema elettrico nazionale in termini di raggiungimento di adeguati standard di sicurezza ed adeguatezza in conseguenza della realizzazione degli interventi di sviluppo, compresi gli interventi di interconnessione.</p>

S8 - Commenti su evidenze del sistema elettrico e dei mercati		Pds – Allegato 2
Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
ASSOELETTRICA ENEL AIGET - ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER	<p>Riguardo agli esiti di mercato, si evidenzia che l’approccio di Terna non appare abbastanza cautelativo: gli esiti di mercato previsto sono corretti solo nel caso in cui tutte le interconnessioni siano gestite sul mercato, ma questo potrebbe non essere vero per alcune interconnessioni con paesi extra-UE, i quali potrebbero imporre determinate condizioni di accesso che renderebbero non più affidabili le stime di Terna.</p> <p>Nei giorni di basso carico (special days) già oggi l’import è pressoché azzerato; pertanto la nuova capacità di interconnessione attualmente in fase di sviluppo non sarebbe comunque utilizzabile in tali periodi. Negli altri periodi la nuova capacità potrebbe comunque aumentare il rischio di overcapacity e, soprattutto, ridurrebbe ulteriormente lo spazio a disposizione degli impianti termoelettrici con impatti sulla capacità di regolazione, l’inerzia e la potenza di corto circuito dell’intero sistema. Il problema risulta rilevante soprattutto per quanto riguarda le interconnessioni in corrente continua che hanno generalmente prestazioni ridotte in termini di capacità di regolazione rispetto alle interconnessioni in corrente alternata.</p> <p>Mancano poi le regole per l’accesso al mercato per le nuove interconnessioni: all’interno della UE la nuova capacità dovrebbe rientrare nei meccanismi di allocazione previsti dai futuri codici di rete (diritti di lungo termine e market coupling), mentre lato extra UE si attendono importanti e sempre più necessari chiarimenti da parte dei soggetti competenti in materia. In particolare sul Montenegro non purtroppo è da escludersi un accesso prioritario per la produzione rinnovabile in Serbia (produzione incentivata da un accordo interministeriale a valori paradossalmente di gran lunga superiori a quelli negoziati dai produttori nell’ultima asta tenutasi per la fonte eolica...), nonché per eventuale produzione rinnovabile in loco: tale produzione non servirebbe però per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 (dato anche il notevolissimo sviluppo avuto dal settore fotovoltaico negli ultimi anni) e quindi, sarebbe di certo auspicabile non riservare in modo privilegiato alcuna banda sull’interconnessione all’energia sussidiata, ma gestire l’intera capacità disponibile tramite meccanismi di mercato. Solo in questo modo, infatti, sarebbe almeno teoricamente possibile accedere alla possibile produzione a basso costo nell’area balcanica, produzione il cui utilizzo costituirebbe, secondo Terna, il principale vantaggio legato alla nuova infrastruttura.</p>	<p>Da quanto è possibile capire, le osservazioni non attengono al contenuto dell’Allegato 2, dove sono riportate le analisi di dati a consuntivo sul funzionamento del sistema elettrico e dei mercati, quanto piuttosto a valutazioni sugli interventi di sviluppo relativi a future interconnessioni la cui realizzazione si colloca nell’orizzonte di medio-lungo termine.</p> <p>Si deve peraltro tenere conto di quanto riportato nel PdS relativamente alle analisi condotte con riferimento agli scenari previsionali di Piano.</p> <p>Al riguardo si vedano anche i chiarimenti già forniti in risposta alle osservazioni di cui agli spunti S3, S6 ed S7.</p>

Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
ASSOELETTRICA	<p>Per quanto riguarda l'individuazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema, si ritiene opportuno che vengano resi noti nel dettaglio i razionali e le motivazioni che sono alla base delle decisioni di Terna evidenziando, tra l'altro, le motivazioni dell'eventuale modifica nel tempo dei presupposti utilizzati a tal fine.</p> <p>Nella tabella riepilogativa degli impianti essenziali, nella parte relativa alla motivazione di essenzialità, sarebbe opportuno specificare chiaramente l'intervento che risolve la condizione di essenzialità nel caso in cui questo sia una parte di un intervento più ampio (ad es. spesso si parla di razionalizzazione rete 150 kV, che racchiude al suo interno più interventi, ma può succedere che solo qualcuno di questi sia rilevanti per risolvere essenzialità). Per trasparenza e completezza d'informazione, sarebbe opportuno indicare tutti gli impianti che Terna considera "singolarmente essenziali", a prescindere dalla modalità di assolvimento degli obblighi derivanti dall'essenzialità medesima e dare contestualmente indicazione in merito alla durata del regime di essenzialità.</p>	<p>Le valutazioni effettuate da Terna per l'individuazione degli impianti essenziali per la sicurezza sono svolte sulla base di quanto previsto dalla normativa vigente..</p> <p>Per quanto riguarda le informazioni riportate nella Tab. 2, par. 1.2.4 dell'Allegato 2 al PdS 2014, relative alle unità definite come singolarmente essenziali, alle motivazioni tecniche che ne comportano l'essenzialità e agli eventuali interventi di sviluppo che possono risolvere o ridurre i vincoli di essenzialità, si ritiene che le stesse siano sufficientemente dettagliate in rapporto agli obiettivi cui il PdS deve rispondere. Ad ogni modo, per maggiore chiarezza, nelle prossime edizioni del PdS Terna provvederà a riportare nella tabella anche la codifica degli interventi di sviluppo eventualmente indicati.</p> <p>Per quanto riguarda la richiesta di indicare nel PdS anche gli impianti per i quali sono stipulati contratti a termine, si rappresenta che, in base a quanto disposto dalla regolamentazione vigente, la diffusione di tali informazioni è limitata ai soli soggetti interessati dalla stipula dei medesimi contratti.</p>
Energia Concorrente	<p>Il PdS descrive la realizzazione di diversi interventi a cui è attribuito il beneficio del "mancato ricorso a MSD". In realtà, la riduzione dei volumi sul mercato dei servizi di dispacciamento può risultare conveniente solo in termini di riduzione dei costi del MSD nel breve periodo, ma nel medio e lungo periodo è destinata a produrre effetti negativi di portata maggiore dei benefici attesi. Data la diminuzione dell'attività in MSD, la situazione di crisi strutturale che sta caratterizzando il settore termoelettrico può soltanto aggravarsi, accelerando il processo di dismissione o messa in conservazione di impianti fondamentali per la sicurezza del sistema.</p>	<p>Per quanto riguarda la riduzione dei costi su MSD in conseguenza degli interventi di sviluppo della RTN contenuti nel PdS si rimanda alle risposte agli spunti S3.</p>
EDISON	<p>Edison apprezza la sintesi condotta da Terna sulle principali evidenze e segnali emergenti dai mercati e dall'esercizio quotidiano del sistema elettrico.</p> <p>Rimane molto alto, in generale, il rischio di overgeneration, soprattutto nelle ore di basso carico: la disconnessione su larga scala degli impianti a fonte rinnovabile per problemi di bilanciamento del sistema potrebbe diventare una realtà nel breve termine che dovrà essere gestita con appositi strumenti regolatori che minimizzino l'impatto economico a carico degli operatori.</p>	<p>Si confermano le analisi riportate nel PdS in merito ai rischi di <i>overgeneration</i>.</p> <p>In merito alla definizione di appositi strumenti regolatori che minimizzino l'impatto economico a carico degli operatori, si evidenzia che non è competenza di Terna, né tantomeno oggetto del PdS.</p>

Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
AssoRinnovabili	<p>Le osservazioni di pag. 115 e pag. 121 evidenziano che per la prima volta nel 2013 la necessità di limitare la produzione da FER è dovuta non più tanto a limitazioni sulla rete di sub trasmissione nell'area compresa tra Campania, Puglia e Basilicata, quanto al verificarsi di congestioni sulla rete primaria AAT ed in particolare sulla sezione Sud – Centro Sud. Ciò è dovuto ai numerosi interventi di potenziamento della rete a 150 kV ultimati da Terna ed elencati a pag. 122, confermando ancora una volta la priorità dello sviluppo della rete di distribuzione primaria in queste zone, come più volte sottolineato da AssoRinnovabili. In quest'ottica, sembrano diminuire di priorità gli investimenti in sistemi di accumulo di tipo “energy intensive”, localizzati da Terna proprio in queste aree con lo scopo principale di ridurre la MPE. Lo spostamento delle congestioni sulla rete AAT da una parte riduce l'incidenza di questi impianti e dall'altro fornisce a Terna risorse di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni, prima inefficaci rispetto ad una criticità sulla rete a 150 kV. L'evoluzione del sistema sembra quindi peggiorare l'IP di questi investimenti innovativi, già approvati non tanto in base alla profittabilità per il sistema quanto per le caratteristiche sperimentali dell'installazione. Considerazioni in merito sono gradite. Si richiedono, inoltre, chiarimenti sulla tipologia di interventi che Terna effettuerà a breve termine per risolvere le congestioni sulla rete AAT.</p>	<p>Si conferma che la riduzione della mancata produzione eolica (MPE) sul sistema 150 kV è diretta conseguenza dei numerosi interventi di sviluppo della RTN previsti ed effettuati da Terna.</p> <p>A fronte di una attuale maggiore incidenza delle congestioni sulla rete primaria, si ritiene che risorse quali sistemi di accumulo in grado di regolare la potenza netta immessa in rete non solo a livello locale ma anche zonale, possano espletare i loro effetti in termini di integrazione della produzione rinnovabile anche sul sistema di trasporto primario a monte.</p> <p>Ad ogni modo, per quanto riguarda la sperimentazione di sistemi di accumulo, si rimanda alle valutazioni dei soggetti preposti secondo quanto previsto dalla regolazione vigente.</p>

S9 – Commenti sulla metodologia analisi costi/benefici		Pds – Allegato 3
Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
AIGET – ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER ASSOELETTRICA	<p>La metodologia considerata da Terna è differente rispetto a quella seguita da ENTSO-E nel TYNDP. A livello europeo i progetti sono valutati tenendo conto di tutti gli effetti ad essi associati, ivi inclusi incrementi e riduzioni di CO₂, quantificazione sul benessere sociale e incremento della produzione rinnovabile: le analisi sono accompagnate da simulazioni dell'andamento del mercato.</p> <p>Terna si limita a calcolare per ciascun intervento l'indice di profittabilità IP, ottenuto considerando solamente i benefici positivi associati all'intervento e non anche eventuali aspetti negativi: ad esempio, come già ripetutamente detto anche in altri spunti, la prevista riduzione dei volumi su MSD non è accompagnata da una stima dei significativi problemi che potrebbero insorgere nel medio e lungo termine in merito all'inerzia, alla capacità regolante e alla potenza di corto circuito del sistema elettrico.</p> <p>Entrando nel merito delle valutazioni, nell'ambito dei costi inclusi a denominatore dell'indice IP dovrebbero essere inclusi fin dalle prime valutazioni anche gli oneri per le bonifiche, l'ottenimento delle autorizzazioni e gli interventi su impianti in esercizio: in assenza di una corretta stima di queste voci l'indice IP risulterebbe infatti chiaramente sovrastimato. Discorso analogo dovrebbe valere per eventuali modifiche all'impianto richieste nell'ambito del processo autorizzativo: ci rendiamo conto che l'impatto di tale modifica non è prevedibile a priori, tuttavia suggeriremmo di tenerne conto aumentando del 10% forfettario i costi standard utilizzati come riferimento.</p> <p>Sui risultati auspicheremmo maggior trasparenza: oltre all'indice IP sarebbe opportuno che per ciascun intervento siano evidenziate tutte le voci rilevanti che concorrono alla determinazione dei benefici e dei relativi costi; in assenza di tali informazioni non è possibile per gli operatori fare opportune valutazioni. Per tale motivo nel prosieguo ci limitiamo solamente ad alcune considerazioni di carattere generale.</p>	<p>Come indicato nel documento “Allegato 3 – Valutazione tecnico-economiche” contenuto nel PdS 2013 e nel PdS 2014, la metodologia di analisi costi – benefici (ACB) utilizzata da Terna per valutare gli interventi di sviluppo programmati nell'arco di Piano è basata sul confronto dei costi e dei benefici (tutti monetizzati e attualizzati) dei principali interventi di sviluppo, ai fini del calcolo dell'indice di profittabilità (IP) per il sistema elettrico.</p> <p>Rispetto alla metodologia “Cost-Benefit Analysis” (CBA) predisposta da ENTSO-E (al momento in fase di approvazione presso la Commissione Europea, che invece adotta un approccio multi-criterio basato sul calcolo di un set di indicatori di beneficio e di KPI, senza fornire in output un indice sintetico omnicomprendente di sostenibilità economica) l'approccio seguito da Terna appare più completo, in quanto consente di mettere realmente a confronto i costi e i benefici elettrici attesi dalla realizzazione degli interventi di sviluppo e permette di verificare i vantaggi derivanti dall'implementazione dei singoli progetti e dall'attuazione del PdS.</p> <p>In aggiunta a quanto sopra, occorre specificare che Terna effettua le analisi costi – benefici per ciascun intervento rilevante del PdS, mentre ENTSO-e si limita al momento ad analizzare aggregati (c.d. cluster) di progetti, spesso caratterizzati dalla presenza di un numero significativo di investimenti. Inoltre, come riportato nell'Allegato 3 del PdS, Terna effettua la monetizzazione di tutte le voci di costo e di beneficio, mentre ENTSO-E al momento si limita ad effettuare una stima dei soli costi di investimento (<i>capex</i>) e a monetizzare la sola voce di beneficio associata alla riduzione dei costi energetici (SEW), mentre quantifica, senza monetizzarle, le altre voci di beneficio (SoS, RES integration, Losses reduction, CO₂ reduction).</p> <p>Più precisamente, le voci di costo considerate nelle ACB di Terna con riferimento al perimetro nazionale sono (cfr. All.3):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Costo capitale di realizzazione dell'intervento di sviluppo (<i>capex</i>, che comprende anche i costi delle autorizzazioni e di eventuali bonifiche, e una <i>contingency</i> fino al +10% del costo standard per tenere conto di eventuali modifiche del progetto in fase localizzativa e autorizzativa); - Costi per eventuali demolizioni di asset pre-esistenti; - Oneri di esercizio e manutenzione dell'intervento di sviluppo (OPEX). <p>I benefici considerati, calcolati e monetizzati (espressi in M€/anno) nelle ACB di Terna sono (cfr. All.3):</p> <ul style="list-style-type: none"> - BT1: aumento degli scambi con l'estero; - BT2: riduzione delle perdite di rete; - BT3: riduzione rischi energia non fornita; - BT4: riduzione congestioni su sezioni critiche e poli limitati; - BT5: riduzione vincoli che limitano la produzione da fonti rinnovabili; - BT6: investimenti evitati; - BT7: riduzione costi per servizi di rete;

		<p>- BT8: riduzione emissioni di CO2.</p> <p>L'approccio adottato da Terna nel PdS per la valutazione dei benefici si basa sull'utilizzo dei risultati di simulazioni di rete relative a diverse condizioni rappresentative del funzionamento previsto del sistema elettrico fornendo indicazioni coerenti con i livelli di incertezza tipici degli scenari prospettici di medio e lungo termine.</p> <p>Le valutazioni sono peraltro supportate da cosiddette "analisi di mercato" effettuate su un profilo orario annuale per definire una rappresentazione del funzionamento del sistema elettrico negli scenari previsionali di Piano, i cui risultati sono riportati nel cap.7 del PdS. Le simulazioni di mercato riportate nel PdS sono effettuate considerando curve di offerta che tengono conto dei vincoli di ottimo tecnico-economico della generazione idro-termoelettrica (compresi impianti di pompaggio), senza considerare gli effetti di eventuale potere di mercato.</p> <p>Per quanto riguarda la stima della riduzione di costi su MSD per servizi di rete (BT7) in conseguenza degli interventi di sviluppo della RTN contenuti nel PdS si rimanda alle risposte agli spunti S3.</p> <p>Come già comunicato in occasione del seminario del 25 settembre, si rappresenta inoltre che è in corso da parte di Terna, in linea con le indicazioni ricevute dall'AEEGSI, una revisione della metodologia ACB (che si intende sottoporre a consultazione nel PdS 2015) al fine di migliorare ulteriormente la completezza delle valutazioni effettuate e la trasparenza dei risultati che verranno presentati nei successivi PdS.</p>
--	--	--

Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
<p>AIGET – ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER</p> <p>EDISON</p>	<p>Lato Montenegro nel seminario del 25 settembre Terna ha dichiarato di essersi basata su un differenziale di 30 €/MWh con un utilizzo di circa 7.500 ore annue. Tali dati presuppongono però proprio che la linea sia interamente lasciata al libero mercato e non riservata prioritariamente per la produzione rinnovabile sussidiata. Si tratta di eventi non certi: da un lato politiche di decarbonizzazione in atto in Europa potrebbero comportare un aumento dei prezzi dell'energia nell'area balcanica nel medio termine con conseguente calo del differenziale atteso con l'Italia; dall'altro non è purtroppo di fatto ancora assolutamente detto che tutta la capacità di interconnessione con il Montenegro sia effettivamente pienamente utilizzabile ai fini di mercato in quanto, ad esempio, sono ancora pendenti gli accordi con la Serbia che potrebbero riservare parte significativa della capacità sulla nuova infrastruttura alla produzione idroelettrica locale incentivata anche a 150 €/MWh (e quindi a prezzi paradossalmente ben superiori all'ultima asta per l'eolico italiano, che si è chiusa con tariffe incentivanti anche inferiori ai 100 €/MWh).</p> <p>Terna, infine, sempre nell'ambito delle valutazioni sul Montenegro non tiene conto del potenziale incremento delle emissioni di CO2 che potrebbero emergere a seguito delle importazioni di energia a basso costo provenienti dai Balcani (prodotta a carbone) che andrebbe a sostituire energia prodotta in Italia da cicli combinati. Questo aspetto è, invece, ben dettagliato nell'ultima edizione del TYNDP pubblicato da ENTSO-E.</p> <p>Terna sembra essere consapevole di questi rischi: nella Delibera 607/13/R/eel, infatti, compare un inciso che recita: con comunicazione 18 dicembre 2013, la società Terna S.p.A. ha segnalato la disponibilità a valutare il trattamento con il regime degli <i>interconnector</i> di una porzione significativa dell'investimento di interconnessione con il Montenegro già in fase di realizzazione.</p> <p>In generale l'esenzione dal TPA dovrebbe essere concessa solamente in presenza di rischi di impresa che, in assenza di esenzione, renderebbero non redditizio l'investimento. L'indice IP di questa linea sarebbe, invece, pari a 2,2, quindi con benefici attesi maggiori dei costi di realizzazione. In altre parole, secondo quanto riportato nel Piano di Sviluppo, la linea con il Montenegro, permettendo l'ingresso in Italia di energia a basso costo proveniente dall'area balcanica, consentirebbe al sistema elettrico di recuperare in un dato arco di tempo tutti i costi di realizzazione della stessa, nonché di un ottenere un certo</p>	<p>Il progetto del collegamento HVDC con i Balcani rientra tra le opere principali inserite nel PdS sin dall'edizione del 2007, approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico. L'interconnessione HVDC Italia – Montenegro, oltre a essere inclusa nelle priorità di sviluppo del PdS e nell'elenco dei progetti strategici di cui alla Delibera AEEG 40/2013/R/eel, è un progetto di rilevanza paneuropea riportato nel TYNDP di ENTSO-E, e inserito dalla Commissione Europea nella lista dei Progetti di Interesse Comune (c.d. progetti PCI), ai sensi del Regolamento (UE) n. 347/2013.</p> <p>Le analisi finora condotte in ambito nazionale ed europeo confermano la strategicità dell'opera e i rilevanti benefici netti/esternalità positive ad essa associati.</p> <p>Per quanto riguarda le analisi costi-benefici effettuate da Terna, si conferma che le stesse sono state condotte sulla base degli scenari previsionali più aggiornati, in coerenza con le ipotesi adottate nel TYNDP di ENTSO-E, assunti come <i>best estimation</i> dell'evoluzione del sistema elettrico nazionale ed europeo. Nell'ambito di tali analisi sono trascurati cautelativamente altri benefici/esternalità positive, quali quelli derivanti dalla riduzione delle emissioni, nonché quelli - la cui valutazione risulterebbe più complessa – riconducibili al potenziale aumento della competitività dell'offerta nel mercato elettrico, e al miglioramento della sicurezza del sistema elettrico nazionale per la presenza di un'ulteriore interconnessione HVDC al centro della penisola. In particolare, in merito alla variazione di emissioni di CO2, si evidenzia che in generale, per i progetti di interconnessione, tale voce di beneficio (sia essa positiva o negativa) è marginale rispetto al valore economico complessivo dei benefici. Inoltre essa è particolarmente variabile nell'orizzonte di medio-lungo termine, come confermato dai risultati delle simulazioni condotte da ENTSO-E (in cui l'indicatore <i>CO2 emissions</i> può assumere valore positivo o negativo al variare dello scenario considerato).</p> <p>Relativamente alle regole di allocazione della capacità di trasporto sull'interconnessione con il Montenegro, si ritiene che queste non influiscano in alcun modo sulle valutazioni effettuate nel PdS in merito alla sostenibilità del progetto di interconnessione nell'orizzonte di medio-lungo termine analizzato.</p> <p>Per quanto attiene l'ipotesi di utilizzare parte del collegamento HVDC con il Montenegro in regime <i>interconnector</i>, nel confermare la correttezza di quanto riportato nel PdS, si rappresenta che tale ipotesi è motivata esclusivamente dal conseguimento degli obiettivi definiti dalla L. 99/09.</p>

	<p>marginale. L'intenzione di Terna di avvalersi per tale linea della disciplina interconnector sarebbe, pertanto, il segnale della consapevolezza di un potenziale rischio di redditività per l'investimento (requisito fondamentale per giustificare la concessione dell'esenzione), il che di fatto evidenzerebbe come Terna sia consapevole che le valutazioni sottese all'indice IP non siano del tutto attendibili.</p> <p>Sarebbe quindi opportuno che Terna e l'Autorità chiarissero il prima possibile meglio questi aspetti.</p>	
AssoRinnovabili	<p>Nella spiegazione del BT5 a pag. 188, Terna afferma di non considerare nella valutazione dei benefici conseguenti all'immissione di nuova energia da FER la componente "evitata installazione di capacità produttiva", data l'aleatorietà della fonte primaria. AssoRinnovabili non condivide tale assunzione dal momento che la necessità di capacità produttiva riguarda essenzialmente i requisiti di adeguatezza del sistema per i quali rileva la cosiddetta capacità efficiente media disponibile alla punta.</p> <p>Terna stessa ha dichiarato di utilizzare per gli impianti eolici e fotovoltaici un coefficiente di disponibilità media alla punta del 25 % (Dati statistici 2010). AssoRinnovabili ha recentemente effettuato alcune valutazioni, anche sulla scorta dei dati pubblicati negli ultimi "System Adequacy Forecast" di ENTSO-E, evidenziando come tale percentuale sia ampiamente conservativa e confermando come l'apporto da FER sia un elemento ormai strutturale soprattutto nei periodi di punta e di pieno carico. Si tratta quindi di impianti il cui mantenimento in efficienza rappresenta un interesse per il sistema elettrico, al pari di un impianto convenzionale: l'inclusione di questi impianti nei futuri meccanismi di remunerazione della capacità, una volta esaurito il periodo di incentivazione, va sicuramente prevista.</p>	<p>Si conferma che le valutazioni dei benefici derivanti dalla riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) sono effettuate in modo cautelativo da Terna trascurando la componente "evitata installazione di capacità produttiva" data l'aleatorietà della fonte primaria.</p> <p>Al riguardo, pur riconoscendo che la produzione da FRNP contribuisce in modo significativo alla copertura del fabbisogno, si osserva che per le valutazioni sulla sicurezza/adequazione del sistema è prassi anche in ambito ENTSO-E basarsi sul valore minimo di disponibilità alla punta, o comunque su un valore altamente probabile (che tipicamente non coincide con il dato statistico della disponibilità media). In prospettiva, nell'ipotesi di disporre di strumenti di previsione sempre più affidabili, sistemi di accumulo e sistemi smart per il controllo della produzione, si potrebbe tuttavia valutare un'evoluzione dell'approccio utilizzato.</p>
ENEL	<p>In generale si ritiene che invece dell'adozione di un indice percentuale, l'analisi costi benefici andrebbe effettuata sulla base di due scenari: A. Scenario con opera realizzata B. Scenario in assenza della nuova opera. L'indice sarebbe semplicemente pari alla differenza di beneficio netto di sistema, espresso in termini monetari calcolato con riferimento ai due scenari. In questo modo si valterebbe direttamente il contributo incrementale assoluto di ciascuna opera consentendo un confronto più immediato tra i diversi interventi.</p>	<p>Si conferma che quanto indicato è alla base delle valutazioni effettuate da Terna nel PdS. Infatti il calcolo dei benefici delle opere di sviluppo, così come indicato nella metodologia a pag. 186 dell'Allegato 3 al PdS 2014, prevede che [...]Tali benefici sono stimati confrontando il comportamento del sistema in assenza ed in presenza dell'intervento preso in esame. [...].</p>

Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
Energia Concorrente	<p>Energia Concorrente ritiene che l'analisi costi-benefici realizzata da Terna sugli interventi inseriti nei due PdS in commento (come, peraltro, anche dei PdS precedenti) presenti un'importante lacuna in termini di trasparenza delle valutazioni effettuate.</p> <p>Infatti, deve rilevarsi che le analisi relative a ciascun progetto si limitano a riportare i risultati che ne derivano mancando del tutto l'indicazione dell'ammontare dei singoli costi e benefici considerati: tale approccio, di fatto, preclude ogni possibilità di controllare le analisi prodotte da Terna e, conseguentemente, non fornisce un'informazione sufficiente sull'opportunità delle scelte operate dal Gestore. Inoltre, per quanto riguarda il calcolo dell'indice di profittabilità, da quello che può evincersi dalle scarse informazioni a disposizione, emerge che non siano stati tenuti in considerazione alcuni effetti negativi per il sistema (come la già menzionata potenziale dismissione di impianti termoelettrici esistenti) che invece, se giustamente soppesati, potrebbero incidere considerevolmente nella valutazione dei progetti.</p> <p>In tale contesto, si ritiene imprescindibile che Terna non si limiti alla pubblicazione meramente dei risultati dell'analisi costi-benefici ma che venga data evidenza di tutti i calcoli condotti per ciascun progetto. Tale esigenza, peraltro, trova il proprio fondamento anche nella circostanza che lo sviluppo della rete elettrica rientra nell'ambito delle attività oggetto di concessione di pubblico servizio di cui Terna è titolare: in ragione di ciò, dunque, l'attività da essa condotta deve poter essere verificabile anche sotto il profilo dell'economicità delle scelte effettuate dal Gestore.</p>	<p>Premesso che già attualmente nel PdS (cfr. All.3) sono riportate le principali informazioni alla base delle valutazioni tecnico economiche, come già comunicato in occasione del seminario del 25 settembre, si rappresenta che è in corso da parte di Terna, in linea con le indicazioni ricevute da AEEGSI, una revisione della metodologia ACB (che si intende sottoporre a consultazione nel PdS 2015) al fine di migliorare ulteriormente la completezza delle valutazioni effettuate e la trasparenza dei risultati che verranno presentati nei successivi PdS.</p>

S10 - Commenti su stato avanzamento PdS precedenti		Pds – Allegato 3
Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
AIGET - ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER	Si auspica il completamento in tempi brevi dell'interconnessione fra Calabria e Sicilia	In merito alla data di completamento dell'elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi e delle opere correlate si conferma l'anno 2015 come riportato nel PdS.
ASSOELETTRICA ENEL	<p>In termini generali, per quelle opere aventi un impatto sui limiti di transito validi per i mercati dell'energia e/o per la configurazione delle zone rilevanti, sarebbe molto utile indicare la data attesa di modifica dei suddetti limiti e/o della configurazione zonale, oltre alla data di completamento dell'opera.</p> <p>Si chiede che Terna specifichi in maniera chiara la data di entrata in esercizio commerciale effettivo del cavo di collegamento Sorgente-Rizziconi, specificando inoltre quali sono gli <i>“altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare”</i> di cui al Decreto-Legge 91/2014 (DL “Competitività”) nonché i valori degli incrementi di capacità di interconnessione via via resi disponibili tra le suddette reti in virtù di tali interventi.</p>	<p>In generale la data di modifica dei limiti di transito a seguito della realizzazione di interventi di sviluppo per la riduzione delle congestioni interzonali coincide con la data di completamento dell'intervento stesso. Tale data è indicata nel PdS (sia nelle schede intervento del documento <i>Avanzamento PdS precedenti</i>, che per tutti gli interventi in corso di realizzazione o per i quali è stata ottenuta l'autorizzazione</p> <p>Per quanto riguarda la data di completamento del collegamento Sorgente – Rizziconi e delle opere correlate finalizzate all'incremento del limite di scambio Sicilia – Continente, si veda la risposta già fornita a riscontro delle osservazioni degli spunti S6.</p>
EDISON	Molti degli interventi presenti nel Piano di Sviluppo sono assoggettati al meccanismo di accelerazione degli investimenti proposto dall'Autorità: ciò riguarda soprattutto gli investimenti che hanno un maggiore impatto sul mercato (nuova capacità con l'estero, risoluzione congestioni, eliminazione poli di produzione limitati, ecc). Edison riterrebbe opportuno che il documento attestante il raggiungimento delle <i>milestone</i> che viene presentato su base annua all'Autorità sia reso di dominio pubblico e allegato al Piano di Sviluppo: ciò consentirebbe a tutti gli operatori di avere una fotografia sull'andamento di questi investimenti e sulla loro effettiva o meno entrata in esercizio.	<p>Si fa presente che le informazioni trasmesse da Terna ad AEEGSI sull'implementazione e sullo stato di avanzamento delle opere soggette al meccanismo di accelerazione degli investimenti di cui alla Del. ARG/elt 199/11 sono coerenti con quanto riportato nel PdS.</p> <p>Si rileva inoltre che l'AEEGSI ha provveduto a pubblicare in allegato alla Del. 40/2013/R/EEL la Tabella 1 – <i>Investimenti strategici di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale e relative milestone e date obiettivo</i>, in cui sono riportati, per ciascun intervento i dettagli (descrizione, valore economico convenzionale, documenti attestanti il raggiungimento) delle <i>milestone</i> fissate per ciascun anno.</p> <p>Si osserva altresì che il raggiungimento delle <i>milestone</i> autorizzative è attestato da provvedimenti autorizzativi che sono pubblici e di cui è data da Terna puntuale informativa nel PdS, mentre i documenti attestanti il raggiungimento delle <i>milestone</i> realizzative contengono il più delle volte dati commercialmente sensibili (es. contratti di fornitura, verbali di collaudo, ecc.) che peraltro non sono rilevanti rispetto alle finalità del PdS.</p> <p>Ciò premesso, si fa presente che l'AEEGSI è il soggetto preposto alla verifica del raggiungimento delle <i>milestone</i>.</p>

	<p>Con riferimento all'anno 2015, in particolare, sarebbe di fondamentale importanza avere fin da oggi (quindi senza aspettare l'edizione 2015 del Piano) informazioni in merito alle tempistiche per la completa messa a disposizione ai fini del mercato della capacità incrementale fra Sicilia e Calabria associata all'elettrodotto Sorgente – Rizziconi: l'avvenuto incremento di tale capacità rappresenta, infatti, il termine del regime di essenzialità previsto per gli impianti siciliani dalla legge 116/14 (dl competitività).</p> <p>Infine sarebbe opportuno che Terna chiarisse con maggiore dettaglio l'andamento dei lavori e le relative tempistiche per l'adeguamento della rete in Calabria settentrionale al fine della rimozione del polo di produzione limitato di Rossano.</p>	<p>Per quanto riguarda il completamento del collegamento Sorgente – Rizziconi e delle opere correlate finalizzate all'incremento del limite di scambio Sicilia – Continente, si veda la risposta già fornita a riscontro delle osservazioni degli spunti S6.</p> <p>Per quanto riguarda il dettaglio/avanzamento delle opere previste sulla rete della Calabria settentrionale che influiscono sul limite del polo di Rossano, si rappresenta che tali opere - indicate nella Tab. 11 del cap. 7 del PdS 2014 - fanno riferimento all' intervento cod. 509-P (comprendente in particolare l'elettrodotto 380 kV "Altomonte – Laino"), la cui descrizione, stato delle autorizzazioni, tempistiche di realizzazione, è riportata nella scheda intervento del documento di <i>Avanzamento PdS precedenti</i>.</p>
--	--	---

Ulteriori osservazioni		
Stakeholders	Sintesi Osservazioni	Commenti Terna
ASSOELETTRICA	Si chiedono chiarimenti circa le modalità con cui Terna attuerà quanto indicato da AEEGSI, nella delibera 424/2014 in relazione alla ridefinizione dei limiti di transito per i Poli Limitati.	Si rappresenta che la richiesta non attiene ai contenuti dei PdS in consultazione.
AssoRinnovabili	Si esprime generale apprezzamento per lo sforzo di sintesi espresso nella redazione del documento, in particolare con il ricorso frequente all'utilizzo di tabelle, approccio spesso utilizzato da AssoRinnovabili nelle analisi dello sviluppo del sistema elettrico di trasmissione (in particolare la tabella 8 di pagina 72 dà una chiara evidenza del tempo richiesto per le varie fasi che interessano un intervento di sviluppo rete. È opportuno aggiungere per ciascun intervento l'IP).	Premesso che gli indici IP degli interventi in argomento sono tutti riportati nel PdS (All. 3), a vantaggio di una più agevole consultazione del Piano del Terna valuterà nei prossimi PdS la possibilità riportare all'interno di apposite schede di sintesi tutte le informazioni rilevanti di ciascun intervento, compreso l'indice IP.
AssoRinnovabili	<p>Il PdS fornisce l'occasione per ribadire il concetto che lo sviluppo della rete non può prescindere dall'integrazione delle fonti rinnovabili, che però non significa solamente connessione, ma anche e soprattutto partecipazione delle FRNP alla gestione del sistema elettrico, ad esempio attraverso la fornitura di servizi di rete. Su questo tema AssoRinnovabili e Terna hanno già raggiunto una posizione condivisa, esplicitata nel documento "Partecipazione delle fonti rinnovabili non programmabili ai servizi di rete". Il PdS in esame dà modo di esplicitare alcune considerazioni:</p> <p>A pag. 51 si evidenziano le future possibili criticità di esercizio legate alla riduzione della riserva per la regolazione primaria di frequenza. Si ricorda che l'AEEGSI è recentemente intervenuta sul tema, modificando la disciplina e chiedendo espressamente a Terna di "esprimersi sull'opportunità di estendere l'obbligo di fornitura del servizio di regolazione primaria alle UP di taglia inferiore ai 10 MVA". Tale parere risulta fondamentale per ogni ulteriore sviluppo di carattere tecnico e regolatorio.</p> <p>A pag. 56 è illustrato un consistente piano di rifasamento della rete, con una notevole componente reattiva. Si segnala che molti impianti eolici e la totalità degli impianti fotovoltaici connessi in AT dispongono di <i>capability</i> reattive nel rispetto di quanto richiesto dal Codice di Rete (Allegati A17 e A68) che però ad oggi, in base alle informazioni disponibili, sono quasi del tutto inutilizzate. L'impiego di queste risorse di regolazione già disponibili ha un impatto senz'altro non trascurabile nel citato piano di rifasamento;</p> <p>A pag. 125 si cita l'Allegato A72, la cui applicazione, già prevista per i nuovi impianti dalle norme di connessione alle reti di distribuzione (norma CEI 0-16), è stata recentemente meglio specificata da AEEGSI ed estesa agli impianti esistenti. Occorre procedere nell'evoluzione di questo aspetto e della modulazione degli impianti eolici verso l'erogazione di un vero servizio di rete per la risoluzione delle congestioni ed il bilanciamento del sistema.</p>	Si ritiene che le considerazioni espresse in merito a possibili evoluzioni del quadro Regolatorio sul funzionamento degli impianti da fonti rinnovabili non programmabili, non attengano alle valutazioni effettuate e alle soluzioni di intervento pianificate nel PdS.