

Format per la raccolta delle osservazioni sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale relativo all'anno 2014

Società / Associazione / Organismo: Edison Spa.....

Nota: La Società ha ritenuto opportuno compilare con le proprie osservazioni solamente il documento relativo all'edizione 2014 del Piano di Sviluppo. I due piani (edizione 2013 e 2014), infatti, hanno la stessa struttura e sono stati redatti da Terna con i medesimi criteri e accorgimenti: le osservazioni sarebbero state, pertanto, le medesime per cui ci è sembrato inutile e ridondante duplicare i documenti.

Spunto	Commenti sul processo di pianificazione della rete elettrica	Riferimento
SL		Piano di Sviluppo, Capitolo I
<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. 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. 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>		

Spunto	Commenti sugli scenari di riferimento	Riferimento
S2.		Piano di Sviluppo, Capitolo 2
<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.</p> <p>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: a nostro avviso ciò sarebbe ottenibile solamente con una decisa ripresa dei consumi e con l'utilizzo dell'energia elettrica in 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 segna un netto cambio di tendenza nel trend dei consumi che non trova 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, Edison ritiene tale cambio di tendenza dovuto alla transizione fra una previsione di breve termine (5 anni) e una di medio termine (10 anni); auspichiamo che nelle prossime previsioni di piano questa anomalia possa essere sanata e 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 recentemente ridotte dal 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 ancora stata attuata dal Ministero. Edison comprende 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 auspica che nella prossima edizione del Piano le previsioni sulla produzione rinnovabile siano riviste al ribasso per tenere conto del mutato contesto regolatorio (rispetto a quello vigente a dicembre 2013 quando è stato redatto il Piano 2014) e della persistente insicurezza che domina questo settore da diversi mesi (si pensi allo spalma incentivi per l'eolico e il fotovoltaico che ha minato le certezze sulle quali gli investitori avevano realizzato i propri impianti).</p> <p>Manca poi nel Piano di Sviluppo una analisi delle potenzialità di sviluppo dell'autoproduzione: con la delibera 578/13 l'Autorità ha 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 sembrano chiamati nel prossimo futuro ad un ulteriore sviluppo (anche perché la loro presenza garantisce una riduzione sugli oneri generali di sistema). 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.</p> <p>Edison non intende, infine, entrare nel merito delle vision condivise con ENTSO-E: si tratta, infatti, di orizzonti temporali al 2030, fuori dall'arco di piano. Apprezziamo, 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>		

Spunto	Commenti sulle esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano	Riferimento
S3.		Piano di Sviluppo, Commenti 3
	<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 sincro in 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 sistema elettrico (fornitura di servizi di regolazione di tensione tramite compensatore sincro) 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 sincro 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 sincro 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, Edison 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</p>	

Gestore dovrebbe limitarsi ad indicare eventuali esigenze di sviluppo, lasciando tuttavia spazio alla libera iniziativa imprenditoriale. Altro aspetto critico, infine, 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)

Spunto	Commenti sulle nuove infrastrutture di rete per la produzione da FRNP	Riferimento
S4.		Piano di Sviluppo, Capitolo 4
<p>Edison vede con favore i progetti di Terna per l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico: si tratta di interventi fondamentali che dovrebbero consentire la liberazione di diverse centinaia di MW di produzione rinnovabile, oggi tagliate per esigenze di congestioni intrazonali (sovraccarichi locali) e interzonali (fra area Sud e Centro Sud). Attendiamo fiduciosi in particolare il completamento delle infrastrutture lungo il crinale beneventano per le quali si auspica l'ottenimento delle relative autorizzazioni e la cantierizzazione in tempi brevi.</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 una analisi ragionata delle esigenze e delle motivazioni che hanno portato alla sua definizione.</p>		

Spunto	Commenti sugli interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2014	Riferimento
		Piano di Sviluppo, Capitolo 5
S5.	Edison non ha particolari osservazioni in merito agli interventi inseriti nelle ultime due edizioni del piano. Ci preme tuttavia sottolineare come siano di fondamentale importanza gli interventi finalizzati a ridurre le congestioni nell'area Nord-Ovest (anche al fine di evitare una separazione della zona Nord che avrebbe un impatto 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 messa a disposizione dalla nuova linea con il Montenegro).	

Spunto	Commenti sulle priorità di sviluppo	Riferimento
		Piano di Sviluppo, Capitolo 6
S6.	<p>Edison non ritiene 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 (PCJ) 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 nello spunto S3, la nuova capacità di interconnessione, infatti, aumenterà il rischio di overgeneration e, pertanto, sarà utilizzabile pienamente solamente in determinate ore dell'anno e, di per certo, non nei cosiddetti special days 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 la nuova capacità di interconnessione sarà resa disponibile al 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 l'Autorità e Terna a fare chiarezza su questo punto in tutte le sedi competenti e pubblicare quanto prima le regole per l'accesso a tale nuova capacità: la trasparenza in questo ambito è, infatti, un aspetto imprescindibile per assicurare piena concorrenza a livello di mercato.</p> <p>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. Per ciascuno di questi Terna ha accennato nel seminario del 25 settembre u.s. alle motivazioni sottese al suo inserimento in stato di valutazione. Sarebbero comunque auspicabili maggiori dettagli in merito: a tal proposito raccomandiamo a Terna di inserire maggiori informazioni in merito nelle prossime edizioni del Piano, soprattutto con riferimento agli interventi relativi alla dorsale adriatica, a nostro avviso fondamentali per evitare congestioni legate all'ulteriore sviluppo delle FER nel Sud Italia, associato all'entrata in servizio della nuova linea con il Montenegro.</p>	

Spunto	S7.	<div data-bbox="225 1520 256 1915">Commenti sui risultati attesi</div>	<div data-bbox="193 188 220 342">Riferimento</div> <div data-bbox="225 154 292 380">Piano di Sviluppo, Capitolo 7</div>
		<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>In aggiunta Terna analizza solamente le nuove infrastrutture con l'estero di propria diretta pianificazione e non riporta gli interventi in materia di interconnessione pianificati da soggetti privati a titolo di merchant lines. Edison auspica una maggiore chiarezza al riguardo: il Piano di Sviluppo dovrebbe, infatti, rappresentare una fotografia dell'assetto del sistema elettrico e, come tale, dovrebbe includere, quantomeno in forma aggregata, tutte le iniziative che comportino una variazione significativa della capacità di trasporto con l'estero, siano essi interventi progettati e costruiti dal Gestore, siano essi associati ad iniziative private. In particolare nel Piano 2014 sono riportati nel dettaglio solamente gli interventi pianificati da Terna ed è riservato qualche accenno sugli interconnector 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>Inoltre 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 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, dovrebbe essere emendato in tal senso, anche tenendo conto delle potenzialità di regolazione dell'energia reattiva che potrebbero essere fornite dagli alternatori delle centrali al momento in stato di conservazione-</p>	

Spunto	Commenti sulle principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati	Riferimento
S8.		Piano di Sviluppo, Allegato 2
Edison apprezza la sintesi condotta da Terna sulle principali evidenze e segnali emergenti dai mercati e dall'esercizio quotidiano del sistema elettrico. 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, pertanto, diventare una realtà nel breve termine che dovrà essere gestita con appositi strumenti regolatori che minimizzino l'impatto economico a carico degli operatori.		

Spunto	Commenti sulla metodologia per l'elaborazione dell'analisi costi/benefici	Riferimento
S9.		Piano di Sviluppo, Allegato 3
<p>La metodologia considerata da Terna è differente rispetto a quella seguita da ENTSO-E nel TYNDP.</p> <p>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 detto anche in altri spunti, la riduzione dei volumi su MSD non è accompagnata da una stima degli eventuali disagi che potrebbero insorgere nel medio e lungo termine in merito all'inerzia, alla capacità regolante e alla potenza di corto circuito del sistema elettrico. Mancano, poi, considerazioni sulla CO2 a medio e lungo termine, soprattutto in caso di accesso alla produzione a carbone dell'Est Europa che dovrebbe sostituire la produzione a ciclo combinato nazionale.</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 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 Edison auspicherebbe maggiore 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>Terna nel seminario del 25 settembre u.s. ha reso noti i dettagli relativi alla valutazione costi e benefici effettuata con riferimento alla linea con il Montenegro: si è stimato un differenziale di prezzo di 30 €/MWh con un utilizzo di circa 7500 ore annue per 20 anni. Tali dati sarebbero ottenibili solamente ipotizzando che il carbone risulti marginale per i prossimi 20 anni nell'area balcanica e che la linea sia interamente asservita a mercato e non riservata prioritariamente per la produzione rinnovabile. Si tratta di eventi non certi: da un lato politiche di decarbonizzazione in atto in Europa potrebbero comportare una riduzione della locale produzione a carbone e quindi 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 assolutamente detto che tutta la capacità di interconnessione con il</p>		

Montenegro sia pienamente utilizzabile ai fini di mercato in quanto, ad esempio, sono ancora pendenti gli accordi con la Serbia che potrebbero riservare parte della capacità sulla nuova infrastruttura alla produzione idroelettrica locale incentivata a 150 €/MWh (prezzi superiori all'ultima asta per l'eolico che si è chiusa con tariffe incentivanti inferiori ai 100 €/MWh).

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 interconnector di una porzione significativa dell'investimento di interconnessione con il Montenegro già in fase di realizzazione*. In altre parole sembrerebbe che il Gestore sia orientato a richiedere l'esenzione dal TPA per una quota parte della capacità della nuova linea. 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 pubblicato da Terna è, 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 margine. L'intenzione di Terna di avvalersi per tale linea della disciplina interconnector sarebbe, pertanto, il segnale di un potenziale rischio di redditività per l'investimento (requisito fondamentale per giustificare la concessione dell'esenzione), il che di fatto evidenzierebbe come Terna sia consapevole che le valutazioni sottese all'indice IP non siano del tutto attendibili. Sarebbe opportuno che Terna e l'Autorità chiarissero meglio questi aspetti.

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.

Spunto	Commenti sullo stato di avanzamento dei Piani di Sviluppo precedenti	Riferimento
S10.		Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti
<p>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 milestone 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> <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>		