

Consultazione dello Schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale - Risposte ai quesiti pervenuti in esito alla prima sessione pubblica

QUESITO	RISPOSTA
<p>L'analisi costi/benefici relativa ai sistemi di accumulo non può prescindere dalle modalità di dispacciamento che verranno adottate per questi dispositivi. In particolare è rilevante comprendere in quale sede e secondo quali modalità (in termini, ad esempio, di accesso agli accumuli e di titolarità dell'energia accumulata) avverrà la movimentazione delle batterie (mercato energia e/o dei servizi) nonché i criteri di valorizzazione dell'energia assorbita e rilasciata. Si richiede quali siano le ipotesi di Terna in merito al regolamento di esercizio dei dispositivi di accumulo e se, in particolare, questi dispositivi parteciperanno ai mercati dell'energia e al mercato dei servizi in concorrenza con gli impianti di generazione oppure se saranno dispacciati da Terna come risorsa di dispacciamento specifica.</p>	<p>Si evidenzia che l'argomento non ha attinenza con il Piano di Sviluppo della RTN. In particolare la definizione delle modalità per una eventuale partecipazione ai mercati dei sistemi di accumulo non rientra nelle finalità del Piano. L'esercizio dei dispositivi sarà eseguito garantendo l'integrazione degli stessi nel sistema e il coordinamento con il funzionamento della RTN nel rispetto delle condizioni di sicurezza, come per tutti gli altri componenti di rete in grado di effettuare servizi di dispacciamento (es. reattori, PST). Le eventuali modalità di integrazione delle risorse e dei servizi afferenti a tali sistemi con i mercati saranno stabilite dalle Autorità competenti.</p> <p>L'analisi costi benefici dei sistemi di accumulo basata sul calcolo dell'indice di profittabilità è stata condotta da Terna in un'ottica di sistema, valorizzando quindi i differenti benefici in termini di costi evitati per il sistema nell'orizzonte temporale dell'investimento. In particolare Terna ha rappresentato che i sistemi di accumulo consentono di ridurre il mancato utilizzo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili sulle linee a 150 kV congestionate, valorizzando il corrispondente beneficio in termini di minori costi per il sistema. Anche gli altri benefici derivanti dall'utilizzo di tali sistemi sono da considerarsi delle esternalità positive valorizzate in termini di minori costi per il sistema. I risultati dell'analisi sono pertanto del tutto indipendenti dalle dinamiche delle transazioni e dei prezzi in esito ai mercati.</p>
<p>Al fine di una compiuta valutazione dell'analisi costi/benefici relativa ai sistemi di accumulo diffuso si richiede di esplicitare i valori delle singole voci di costo e beneficio nonché le relative formule di calcolo. Si ritiene altresì essenziale avere chiarimenti circa i criteri adottati per la determinazione delle medesime voci. In particolare: A) Ipotesi di partenza. si richiedono i dettagli dello scenario utilizzato per il dimensionamento delle batterie e, in particolare, se si è fatto esclusivo riferimento alla situazione attuale o se si è guardato ad uno scenario di breve o medio termine in cui i benefici andrebbero valutati con riferimento, ad esempio, agli effetti derivanti dal venir meno dei vincoli sui poli di produzione limitati; B) Costi. Si richiede di esplicitare la</p>	<p>La metodologia di valutazione dei costi e dei benefici, che specifica anche i criteri adottati e i dettagli circa le modalità di valorizzazione dei benefici dei sistemi di accumulo diffuso, descritta nel documento Valutazioni Tecnico Economiche del PdS 2012 posto in consultazione, è stata anche illustrata nel corso della sessione di presentazione del Piano svoltasi il 30 Maggio 2012 a Milano.</p> <p>A) Ipotesi di partenza. Le analisi sono state effettuate utilizzando uno scenario di riferimento di breve termine coerente con quanto riportato nel Piano di Sviluppo. Per la valutazione dell'energia rinnovabile tagliata sulle direttrici critiche a 150 kV, Terna ha tenuto conto degli scenari di sviluppo previsti nel breve termine sia in termini di installato da fonti rinnovabili sia in merito a sviluppi/rinforzi di rete. In particolare sono stati presi in considerazione gli impianti</p>

QUESITO	RISPOSTA
<p>tecnologia di accumulo scelta e il criterio di individuazione della stessa nonché il costo unitario espresso in €/MWh; C) Benefici. Si richiedono chiarimenti circa: <u>C1</u>) il motivo dell'inclusione del valore del certificato verde nella valorizzazione del beneficio collegato alla mancata riduzione di energia e il rationale sottostante a tale scelta; <u>C2</u>) i razionali alla base della valorizzazione dei servizi di regolazione primaria e terziaria; <u>C3</u>) Il motivo dell'inclusione tra i benefici dei costi evitati per regolatori di tensione e rinforzi di rete AT dal momento che tali opere, previste nel piano, andranno comunque realizzate.</p>	<p>di generazione da fonte rinnovabile attualmente installati e le iniziative previste in realizzazione a breve. Gli effetti derivanti dal venir meno dei vincoli di congestione della produzione rinnovabile sono stati portati in conto laddove siano presenti sviluppi di rete che interessano la rete a 150 kV. Si segnala anche che l'elevata modularità richiesta e l'amovibilità sono requisiti che permettono di adattare l'investimento all'insorgere di nuove criticità nonché riallocarlo, qualora i futuri (medio-lungo termine) sviluppi di rete ne riducano l'efficacia.</p> <p>Per quanto riguarda la riduzione dei vincoli dei poli di produzione limitati che insistono sulla rete primaria, si rappresenta che tale aspetto non ha in generale influenza sulle congestioni delle reti a 150 kV su cui si inserisce direttamente la produzione da fonte rinnovabile.</p> <p>B) Costi e tecnologia di accumulo. I dettagli circa la tecnologia di accumulo sono in fase di definizione: Terna ha indetto una gara pubblica per l'approvvigionamento dei sistemi di accumulo elettrochimico, specificando gli opportuni requisiti che la tecnologia vincitrice dovrà soddisfare affinché siano perseguibili i prefissati obiettivi. Per quanto riguarda la stima dei costi dei sistemi di accumulo a batterie, questa è stata effettuata sulla base dei valori di mercato prendendo a riferimento sistemi in grado di immagazzinare energia per circa 8 -10 ore, in linea con i profili medi delle congestioni provocate dagli impianti a fonti rinnovabili non programmabili. Essendo ancora in corso le suddette attività di <i>procurement</i>, non risulta possibile al momento fornire il dato puntuale richiesto. Una valutazione più accurata sui costi in funzione della specifica tecnologia adottata potrà essere effettuata a valle della conclusione delle procedure di selezione tutt'ora in corso in esito alla gara per la fornitura dei dispositivi.</p> <p>C) Benefici: C1) Rationale del certificato verde: Tale scelta è dovuta alla necessità di valorizzare adeguatamente l'energia rinnovabile accumulata dalle batterie, altrimenti tagliata per garantire la sicurezza di esercizio, vista la specifica valorizzazione che il sistema attribuisce all'energia verde. Attribuire all'energia da fonti rinnovabili non programmabili recuperata esclusivamente il valore del costo medio di produzione termoelettrico non avrebbe tenuto conto, tra l'altro, delle esigenze legate al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità imposti a livello europeo. Il CV è stato assunto convenzionalmente quale rappresentativo di tale valore extra.</p>

QUESITO	RISPOSTA
	<p>C2) Razionali della valorizzazione dei servizi di regolazione.</p> <p>In aggiunta al taglio evitato di energia da FRNP, sono stati considerati i seguenti possibili servizi integrativi. In particolare si è considerato il servizio di regolazione terziaria e il servizio di regolazione primaria e regolazione frequenza/potenza.</p> <p>1. Le batterie, nell'effettuare servizio di riserva terziaria, sostituiscono l'approvvigionamento di servizi equivalenti effettuato da Terna mediante movimentazione di risorse cui corrisponde un costo per il sistema. In questo senso, la valorizzazione del servizio di riserva terziaria è rappresentata dal differenziale di costo variabile tra unità meno efficienti, che debbono essere avviate per fornire la necessaria riserva terziaria, ed unità più efficienti, che subiscono movimentazioni a scendere del proprio programma di produzione per ristabilire l'equilibrio tra domanda e generazione. In particolare, l'approvvigionamento di riserva terziaria su impianti a merit order marginale consiste, come detto, nell'effettuare ulteriori avviamenti di impianti in grado di fornire il servizio. Tale movimentazione deve essere controbilanciata agendo, con movimentazione a scendere, su programmi di produzione di impianti risultati già avviati, e quindi maggiormente competitivi del precedente. Il valore del delta costo marginale fa riferimento a dati storici.</p> <p>2. In analogia al punto precedente, il servizio di riserva/regolazione primaria e secondaria effettuato tramite batterie determina un mancato costo per il SEN associabile al costo evitato del combustibile di una UP termoelettrica che fornisce la medesima disponibilità, incrementato di 10€/MWh in conformità al valore della componente a copertura degli oneri di prestazione specifica della riserva secondaria in base alla delibera 111/06.</p> <p>C3) Razionali dei costi di investimento evitati</p> <p>Tali costi attengono alla realizzazione di rinforzi di rete, compresi dispositivi di regolazione della tensione sulle porzioni di rete interessate, resi necessari per la piena integrazione delle FRNP sul sistema e che l'installazione dei dispositivi di accumulo diffuso consentirebbe di evitare o posticipare. A tal proposito si fa presente che i requisiti di amovibilità e modularità previsti da Terna per i sistemi di accumulo in oggetto permettono di far fronte ad esigenze di regolazione di tensione o di riduzione congestioni in qualsiasi porzione di rete AT in cui dovessero presentarsi le suddette criticità per l'intera vita utile dell'investimento.</p>

QUESITO	RISPOSTA
<p>Alla luce di quanto evidenziato nell'analisi introduttiva del PdS, con riferimento alle criticità generate sul sistema elettrico e sui relativi esiti di mercato dal permanere di diversi poli di produzione limitata e, in particolare, alle problematiche di gestione in sicurezza del sistema riferibili al polo di Brindisi in relazione alle esigenze di disponibilità di capacità flessibile derivanti dal rilevante incremento di capacità da FER non programmabili, non risulta chiaro quali azioni Terna intenda intraprendere per superare le limitazioni del polo di Brindisi. Si richiede quindi un chiarimento circa le analisi effettuate da Terna sul polo limitato in oggetto e le possibili soluzioni implementabili.</p>	<p>Nel periodo giugno 2010-luglio 2011 il limite di scambio del polo di Brindisi si è saturato per quasi 500 ore (poco meno del 5% del totale delle ore di congestione su MGP). Le azioni previste da Terna nel Piano di Sviluppo per rimuovere i vincoli del polo di produzione limitata di Brindisi sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la ricostruzione con potenziamento della linea "Foggia – Benevento" (in realizzazione); - l'installazione di dispositivi PST nei nodi di Foggia e Villanova (in realizzazione) - il raddoppio della dorsale 380 kV adriatica, mediante la realizzazione delle linee a 380 kV "Gissi – Villanova" (in autorizzazione, decreto VIA ottenuto nel 2011) e "Foggia – Gissi" (in autorizzazione) - il nuovo collegamento a 380 kV tra la Basilicata e la Campania, mediante la realizzazione delle linee a 380 kV "Montecorvino – Avellino" (in autorizzazione), "Avellino – Benevento" e "Aliano – Tito – Montecorvino" (in concertazione). <p>Con riferimento agli attuali scenari di piano, si prevede di incrementare significativamente il limite di scambio attuale con gli interventi in realizzazione e di rimuovere il vincolo del polo nel medio-lungo termine con il completamento di tutti gli interventi previsti.</p>
<p>Per consentire una più compiuta valutazione dell'analisi costi e benefici relativa alla realizzazione delle nuove linee di interconnessione con l'estero si richiede di fornire maggiori dettagli inerenti il differenziale fra mercato italiano e mercato estero in ciascuno degli anni presi in considerazione per la valutazione del beneficio. Nel dettaglio:</p> <p>a) indicare se è stata tenuta in considerazione la possibile contrazione del differenziale di prezzo conseguente la realizzazione delle nuove linee di interconnessione;</p> <p>b) indicare se nel differenziale di prezzo è stato tenuto in considerazione il costo di approvvigionamento della capacità (i cui proventi sono solo per il 50% a vantaggio dei consumatori italiani) e se è stato simulato l'impatto relativo alla revisione dei criteri di esenzione dall'acquisto del CV per gli anni dal 2012 in avanti;</p> <p>c) con particolare riferimento alla linea con il Montenegro, specificare se nel determinare il differenziale di prezzo è stato tenuto in considerazione che parte dell'energia importata in</p>	<p>a) Le analisi costi benefici degli interventi previsti nel Piano di sviluppo, compresi quelli di interconnessione con l'estero, sono effettuate da Terna nell'ottica della riduzione dei costi di sistema su un orizzonte di lunghissimo termine (a venti anni). Pertanto le dinamiche delle transazioni e dei prezzi che si determinano sui mercati e che sono difficilmente prevedibili nell'orizzonte in esame non sono prese in considerazione. Per quanto riguarda in particolare le linee di interconnessione con l'estero i benefici considerati sono quelli relativi alla riduzione del costo dell'energia elettrica derivante dalla possibilità per il sistema italiano di utilizzare l'energia prodotta a minor costo all'estero. In questo caso il differenziale medio di prezzo tra Italia ed estero è assunto convenzionalmente come rappresentativo del minor costo medio di produzione all'estero. Si è verificata inoltre la possibilità che tale differenziale possa permanere nell'orizzonte di analisi considerato tenuto conto degli scenari di domanda, generazione e import.</p> <p>b) Per quanto riguarda il costo di approvvigionamento della capacità di trasporto sull'interconnessione, anche questo è volatile essendo legato all'entità e al prezzo delle offerte di acquisto e vendita a cavallo della frontiera in rapporto alla capacità della linea di interconnessione e determina un trasferimento non prevedibile di surplus dagli operatori ai TSO e ai consumatori, che non rileva ai fini dell'analisi effettuata. Infatti, se con costo di</p>

QUESITO	RISPOSTA
<p>Italia dovrebbe rientrare negli accordi stipulati tra il Governo Italiano e quello della Serbia in base al quale all'energia rinnovabile importata in Italia dalla Serbia verrà riconosciuto un valore di 155 €/MWh a carico del contribuente italiano?</p>	<p>approvvigionamento della capacità di trasporto si intendono i proventi derivanti dall'allocatione a mercato della capacità di trasmissione (asta esplicita o implicita, la cui ripartizione dei proventi tra TSO tra l'altro non segue necessariamente la regola del 50-50), occorre precisare che l'analisi costi-benefici di Terna si basa sulla valutazione complessiva dell'impatto dell'opera prevista sul welfare del sistema.</p> <p>Analogamente per quanto riguarda la revisione dei criteri di esenzione dall'acquisto dei CV per i prossimi anni.</p> <p>Si evidenzia invece che per il momento non sono portati in conto alcuni benefici non trascurabili quali l'aumento della sicurezza di copertura del fabbisogno, la maggiore stabilità di sistema ed efficacia dei piani di riaccensione dall'estero (in particolare con linee HVDC meno sensibili ai problemi di frequenza).</p> <p>c) In particolare, per quanto riguarda l'interconnessione con il Montenegro, il differenziale di prezzo è stato determinato considerando le proiezioni di generazione e carico nei Balcani che hanno evidenziato ampia disponibilità nella regione di surplus di produzione a costi competitivi nei prossimi anni.</p> <p>Per quanto riguarda l'energia da fonte rinnovabile prodotta in Serbia, le Autorità competenti devono ancora definire con appositi provvedimenti le condizioni attuative per l'importazione di energia dai Balcani.</p> <p>In generale si rappresenta che nelle analisi costi benefici delle linee di interconnessione con l'estero non è previsto al momento di attribuire un maggior valore specifico all'energia da fonte rinnovabile importata ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali in materia di energie rinnovabili.</p>
<p>La linea di interconnessione in HVDC con il Montenegro insiste su un'area caratterizzata dalla presenza di numerosi impianti di produzione (sia termoelettrici sia da fonti rinnovabili) e da possibili congestioni di rete. Nella valutazione dei benefici di tale linea sono stati presi in considerazione gli effetti derivanti dall'iniezione di 1000 MW baseload aggiuntivi nella stazione di Villanova, sia in termini di congestioni di rete sia in termini di incremento della over generation, sia in termini di effetto sui prezzi zionali dell'energia elettrica e dei prezzi per l'erogazione dei servizi di regolazione su MSD? Se si, come?</p>	<p>La connessione del nuovo HVDC Italia-Montenegro è prevista presso la SE 380 kV di Villanova, nella zona di mercato Centro Sud. Sia nello scenario attuale che nello scenario previsionale di medio-lungo termine tale zona è caratterizzata dalla presenza di produzione meno competitiva e, per la gran parte delle ore dell'anno, da un deficit di produzione. Nelle valutazioni effettuate si è verificato che l'immissione di 1000 MW in corrispondenza del nodo di Villanova non provoca congestioni di rete. Per quanto riguarda il problema dell'overgeneration nazionale negli scenari di medio e lungo termine in condizioni di elevata produzione da fonti rinnovabili e basso carico (weekend estivi, bank holidays), nel Piano di sviluppo è stato evidenziato il ruolo strategico delle linee di interconnessione con l'estero che consentono di modulare l'importazione (servizio che le linee HVDC riescono a svolgere con maggiore rapidità e sicurezza). A tal proposito si evidenzia come l'utilizzo delle nuove tecnologie di trasmissione dell'energia in corrente continua consente di incrementare i margini di sicurezza di esercizio del sistema elettrico in quanto rende</p>

QUESITO	RISPOSTA
	<p>disponibili risorse di regolazione addizionali rispetto a quanto già presente nel sistema elettrico nazionale.</p> <p>In particolare, il collegamento HVDC con il Montenegro svolgerà la funzione di regolazione primaria della frequenza di rete (con la funzione automatica di inversione rapida sarà anche in grado di garantire l'inversione del flusso di potenza in tempi dell'ordine di qualche centinaio di millisecondi in modo da soccorrere la rete in caso di difficoltà) e di regolazione secondaria di frequenza. La tecnologia adottata, con migliori prestazioni del sistema convertitore/rete nel campo di funzionamento delle basse frequenze, consentirà di integrare il sistema HVDC, tramite funzioni direttamente implementate all'interno del controllo o esterne ad esso, nel sistema di difesa del SEN, come vera e propria Unità Periferica di Difesa e Monitoraggio (UPDM). Tenuto anche conto del punto strategico della rete in cui avverrà il collegamento, il sistema di interconnessione HVDC sarà in grado di partecipare attivamente alla fase di riaccensione della RTN, potendo assumere, a partire da una potenza minima di corto circuito ristabilita, la funzionalità di carico variabile e quindi di gruppo di generazione.</p>
<p>Nel Piano di Sviluppo 2012 e in occasione del seminario del 30/05, Terna ha fatto presente che la previsione dell'entrata in servizio di molti e importanti interventi non ancora completamente autorizzati è affetta da rilevante incertezza in relazione ai tempi di conseguimento dell'autorizzazione medesima e, per tale motivo, per le opere non ancora autorizzate si riscontra la dicitura "data di completamento da definire". Con riferimento invece ai sistemi di accumulo diffusi a batterie, Terna esprime certezza sui tempi di realizzazione (2013/2014).</p> <p>Sui sistemi di accumulo non si riporta evidenza dello stato di avanzamento e relativa autorizzazione delle opere. A tal proposito si chiede evidenza dell'avvenuto completamento con esito positivo dell'iter autorizzativo oppure, in caso contrario, di specificare per singolo intervento (con dettaglio almeno per direttrice di installazione secondo la descrizione contenuta nel PdS) se l'opera sia in fase di concertazione oppure è stata presentata la domanda di autorizzazione.</p>	<p>I sistemi di accumulo a batterie, anche grazie alle specifiche caratteristiche di modularità e amovibilità che li contraddistinguono, presentano in generale un minore impatto territoriale rispetto agli elettrodotti, e possono essere vantaggiosamente posizionati in adiacenza a impianti di stazioni AT esistenti lungo le direttrici 150 kV individuate.</p> <p>A differenza delle batterie, i rinforzi strutturali di rete che prevedono la realizzazione di nuovi elettrodotti e stazioni elettriche green field, richiedono tempi per le attività di concertazione preventiva sul territorio, autorizzazione e realizzazione complessivamente molto maggiori.</p> <p>Per queste ragioni nel Piano di Sviluppo, al pari di quanto previsto per altri interventi che richiedono ampliamenti di impianti esistenti, si è ritenuto possibile fornire anche per i dispositivi di accumulo a batterie l'indicazione di realizzazione entro i prossimi tre anni.</p>

QUESITO	RISPOSTA
<p>In occasione del seminario del 30/05, è stato ribadito che i sistemi di accumulo diffuso a batterie sono da considerare un intervento di breve termine per limitare le criticità evidenziate (es. congestione linee da sovraccarico per produzione FRNP) in attesa del completamento degli interventi strutturali sulla rete. In particolare è stato affermato che la caratteristica di amovibilità di tali sistemi ne consente la riallocazione in altri contesti critici del sistema, una volta realizzati gli interventi strutturali tesi a risolvere le criticità presenti nella collocazione originaria. La quantificazione degli eventuali benefici dei sistemi di accumulo dovrebbe tenere conto:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. della data di completamento dell'intervento strutturale risolutivo nella prima direttrice critica dove applicare gli accumuli (ad esempio per la direttrice Benevento-Volturara-Celle S.Vito si ipotizza l'installazione di accumuli diffusi in attesa, probabilmente, di realizzare i raccordi 150 kV con la stazione 380 kV di Troia il cui anno di entrata in servizio riportato a pag. 444 è "da definire"); ii. dell'indicazione del nodo della direttrice su cui i dispositivi andrebbero ad essere installati (in analogia con quanto viene fatto per altri elementi quali i dispositivi per la regolazione dell'energia reattiva); iii. delle tempistiche di riallocazione in altro sito; iv. del programma di utilizzo in altri siti. <p>A tal proposito si richiede:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) se e in quale modo gli elementi di incertezza (ad esempio quelli legati al completamento delle linee) sono stati tenuti in conto nella valutazione dei benefici e nel conseguente calcolo dell'indice di profittabilità IP; b) il programma di riallocazione durante il ciclo di vita utile dei dispositivi; c) l'indicazione del nodo della direttrice di prima ubicazione con le relative potenze dei dispositivi da installare. 	<p>Si conferma che, per la valutazione dei benefici dei dispositivi di accumulo diffuso, Terna ha tenuto conto degli scenari di sviluppo previsti nel breve termine sia in termini di capacità installata e produzione da fonti rinnovabili, sia in merito a sviluppi/rinforzi di rete. Gli effetti degli sviluppi di rete previsti sulle direttrici a 150 kV critiche non sono stati considerati laddove non risulti possibile prevedere con ragionevole certezza la realizzazione degli stessi nel corso dell'orizzonte di analisi considerato ed in particolare nei casi in cui non siano state ancora rilasciate le autorizzazioni. Si evidenzia peraltro che l'elevata modularità richiesta e l'amovibilità sono requisiti che permettono di adattare l'investimento all'insorgere di nuove criticità nonché riallocarlo qualora i futuri (medio e lungo termine) sviluppi di rete ne riducano l'efficacia.</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Per quanto detto, non risulta possibile prevedere la data di autorizzazione e di completamento dei raccordi 150 kV di Troia e di altri interventi previsti per ridurre le congestioni su linee critiche. A tal proposito si segnala che alcuni di questi interventi sono in attesa di autorizzazione da oltre un decennio (es. elettrodotto 150 kV Foggia – Accadia, sottoposto a VIA dal 2002 per il quale ad oggi non si registra alcun segnale di positiva conclusione del procedimento in corso). ii. L'individuazione puntuale di tutti i siti in cui installare le batterie è in via di completamento; il criterio di localizzazione si basa sull'esigenza di installare le batterie lungo le direttrici nei tratti maggiormente critici. iii. Indicativamente, la riallocazione in altro sito richiede tecnicamente tempistiche variabili da caso a caso, che in generale è possibile stimare mediamente inferiori a un anno. iv. I programmi di riallocazione per l'utilizzo delle batterie in altri siti dipendono dai tempi di autorizzazione e realizzazione dei futuri sviluppi di rete (di medio e lungo termine) che come detto non sono prevedibili, oltre che dalle dinamiche di sviluppo locale della produzione da FRNP su altre direttrici AT oggetto di potenziali criticità future, che Terna sta monitorando attentamente. Essendo l'investimento di durata di 15 anni, per definire ex ante un programma di riallocazione sarebbe necessario definire una previsione affidabile di sviluppo delle FRNP con la stessa base. Tale aspetto, unitamente alle citate caratteristiche di elevata modularità dei dispositivi, fa sì che la fase di pianificazione della ricollocazione possa essere efficacemente effettuata a breve termine dalla previsione di insorgenza delle nuove criticità.

QUESITO	RISPOSTA
<p>Nel valutare la necessità dei sistemi di accumulo diffuso, Terna ha preso in considerazione i benefici derivanti dall'applicazione del servizio di regolazione primaria a scendere che deve essere fornito dalla generazione distribuita e dagli impianti PV collegati in AT nel mitigare i problemi di over generation?</p>	<p>Nelle analisi costi benefici dei dispositivi di accumulo diffuso Terna ha portato in conto i benefici derivanti dal servizio di regolazione primaria, considerando come preferenziale, in via cautelativa, il solo beneficio che la batteria può fornire (riducendo la potenza assorbita e aumentando la potenza erogata) in condizioni di sottofrequenza.</p> <p>La batteria può infatti provvedere a coprire eventuali situazioni di sottofrequenza nelle frazioni temporali in cui ha a disposizione energia accumulata da erogare. In tali frangenti il contributo potenziale della batteria alla regolazione primaria è fino ad un valore in potenza pari:</p> <ul style="list-style-type: none"> - alla propria taglia nei periodi in cui è in fase di stand-by; - al doppio della propria taglia nei periodi in cui è in fase di carica alla potenza nominale. <p>A fini cautelativi è stato stimato il contributo al servizio di regolazione primaria esclusivamente per un numero di ore in cui si è sicuri che il sistema abbia energia immagazzinata da poter erogare e solo per un valore di potenza pari alla taglia dell'impianto (piuttosto che al doppio).</p> <p>Analogamente la batteria è anche in grado di provvedere a situazioni di sovralfrequenza (riducendo la potenza erogata e aumentando la potenza assorbita), tuttavia nel nostro caso in via cautelativa tale beneficio non è stato considerato.</p>
<p>Talune opere autorizzate richiedono, per apportare significativi benefici al sistema, ulteriori interventi di sviluppo. Ad esempio, l'interconnessione con il Montenegro presenta benefici potenziali connessi all'importazione dai Balcani di energia a basso costo. Tuttavia, l'attuale presenza di poli di produzione limitata e le incertezze sull'entrata in servizio (data da definire) dei rinforzi della dorsale adriatica (Foggia-Villanova e Fano-Teramo), non consentono di valorizzare realmente i benefici attesi dall'opera. Per questo motivo si chiede se non sia più opportuno procedere nel programmare l'intervento tenendo conto delle propedeutiche necessità di sviluppo della rete in Italia.</p>	<p>Si rappresenta che gli attuali poli di produzione limitata e le incertezze sull'entrata in servizio dei rinforzi della dorsale adriatica (Foggia-Gissi-Villanova e Fano-Teramo) non ancora autorizzati, non riducono i benefici attesi con la realizzazione dell'interconnessione con il Montenegro.</p> <p>Al riguardo si fa presente che il collegamento HVDC con i Balcani si inserisce sulla zona di mercato Centro Sud, strutturalmente deficitaria di risorse produttive, e che non si prevedono problemi di congestioni sulla dorsale adriatica in conseguenza della realizzazione dell'interconnessione. Pertanto si ritiene che l'incertezza sulla tempistica di completamento dei rinforzi sulla dorsale adriatica non debba condizionare i programmi di realizzazione del nuovo collegamento HVDC Italia – Balcani.</p> <p>Ciò premesso, si fa presente che Terna ha compiuto grossi sforzi per accelerare lo sviluppo della rete primaria della dorsale adriatica:</p> <ul style="list-style-type: none"> - il potenziamento della linea 380 kV Foggia-Benevento e i PST di Foggia e Villanova sono in realizzazione; - è stata ottenuta nel corso del 2011 la VIA positiva ministeriale della linea in d.t. a 380 kV Gissi-Villanova, mentre è in autorizzazione la linea in d.t. a 380 kV Foggia-Larino-Gissi.

QUESITO	RISPOSTA
<p>Considerato che l'indice di profittabilità IP consente un ordinamento - in termini di utilità per il sistema elettrico - delle differenti opere di sviluppo prese in esame, nell'avviare l'iter autorizzativo delle opere del Piano, viene accordata priorità a quelle contraddistinte da un valore dell'indice IP più elevato?</p>	<p>L'avvio degli iter autorizzativi è programmato tenendo conto dei benefici apportati al sistema elettrico nazionale, con particolare riferimento alle opere che rispondono alle esigenze prioritarie di incremento della sicurezza, riduzione delle congestioni e incremento della capacità di interconnessione. Pertanto, nella pianificazione della rete, Terna accorda priorità alle opere strategiche con i più elevati benefici specifici, considerando anche l'interdipendenza tra le varie opere da cui scaturisce la sequenza funzionale di alcuni interventi di sviluppo. Altro elemento fondamentale che deve essere tenuto in considerazione nella programmazione dell'iter autorizzativo degli interventi di sviluppo è rappresentato dalla concertazione preventiva con le Amministrazioni e gli Enti Locali della localizzazione territoriale delle nuove infrastrutture di rete. Infatti per avviare l'iter autorizzativo è di fondamentale importanza aver sviluppato una fase preliminare di informazione e condivisione con il Territorio.</p>
<p>Dal Piano di sviluppo 2012 si evince che Terna, in collaborazione con gli altri TSO esteri, prevede di realizzare interconnessioni transfrontaliere:</p> <ul style="list-style-type: none"> • con i Paesi della frontiera nord dell'Italia (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia); • con i Paesi dell'area Balcani (Montenegro); • con Paesi non membri dell'ENTSO-E (Tunisia, Algeria, Libia, etc...). <p>Per quanto riguarda il progetto di interconnessione "Piemonte - Savoia" tra Italia e Francia (linea HVDC tra le stazioni di Piosasco e Grand'Île) è prevista la partecipazione all'iniziativa di soggetti privati (il decreto n. 239/EL-177/141/2011 del 7 aprile 2011 autorizza la costruzione e l'esercizio dell'interconnessione in oggetto ai soggetti Terna e Transenergia). Alla luce del Regolamento Europeo 714/2009 che dà la possibilità anche ai privati di sviluppare linee di interconnessione tra i vari Paesi europei, Terna considera la possibilità di sviluppare anche altri progetti Italia/estero e/o estero/estero con partner privati, diversi dai TSO esteri? In caso di risposta affermativa, quali potrebbero essere i potenziali scenari di sviluppo di tali iniziative?</p> <p>In particolare, nello sviluppo dell'interconnessione Italia e Montenegro, Terna prende in considerazione la possibilità di</p>	<p>Terna ha, tra i principali obiettivi assegnati dalla concessione, quello di sviluppare le linee di interconnessione con l'estero. Per la particolare conformazione geografica dell'Italia, i progetti di interconnessione con l'estero sono in generale caratterizzati da notevole complessità tecnica (attraversamento delle Alpi sulla frontiera Nord o lunghi collegamenti in cavo sottomarino per interconnettere l'Italia con altri Paesi del Mediterraneo) e autorizzativa che spesso rischia di comprometterne la fattibilità.</p> <p>L'accordo di Terna con il gestore del tratto autostradale A32 (Torino-Bardonecchia) e della galleria autostradale del Frejus consente di realizzare un collegamento transfrontaliero pubblico fattibile con limitato impatto ambientale, utilizzando il sedime autostradale del tratto sopra indicato e la prevista nuova galleria di sicurezza in affiancamento al traforo del Frejus, anche questa in corso di sviluppo.</p> <p>Non vi sono al momento altri progetti di interconnessione di medio termine per i quali si preveda una partnership con soggetti privati diversi dai TSO.</p> <p>Per quanto riguarda lo sviluppo dei progetti interconnector ai sensi della Legge 99/2009, si ricorda che tale Legge prevede, all'articolo 32, che Terna provveda <i>"a fronte di specifico finanziamento da parte di soggetti investitori terzi, a programmare, costruire ed esercire a seguito di specifici mandati dei medesimi soggetti uno o più potenziamenti delle infrastrutture di interconnessione con l'estero nella forma di "interconnector"</i>.</p> <p>Per tale ragione, ed in particolare al fine di consentire la stipula degli accordi con i TSO esteri e l'avvio dei processi autorizzativi, i progetti di interconnector sono stati solo richiamati nel Piano di Sviluppo, pur non essendo realizzati con investimenti Terna, diversamente dalle altre linee di interconnessione pubbliche sviluppate da Terna.</p>

QUESITO	RISPOSTA
<p>rendere accessibile l'iniziativa a partner privati? Per quanto riguarda gli ulteriori 2500 MW associati ai nuovi interconnector di cui alla Legge 99/2009 e s.m.i, Terna prende in considerazione l'ipotesi di sviluppare tali interconnessioni anche in partnership con soggetti privati?</p>	
<p>1.l'intelligent grid italiano deve avere l'obiettivo del 40% di riduzione costi come negli USA-DOE 2.le perdite della rete di potenza devono essere minimizzate con elpipes che perdono l'1% per 30 GW di potenza 3.serve un collegamento elpipes nord-sud ed uno lungo l'asse del Po per ottimizzare l'hydro con le rinnovabili 4.sono inutili gli invasi piccoli progettati al centro sud mentre servono i miei grandi laghi di mare dove posso stoccare tutte le rinnovabili locali e quelle auspicabili offshore wind.E' noto che con l'acqua di mare guadagniamo intorno al 1,3% e l'hydro modulare a due fasi giorno moltiplica per 720 la produzione ad una fase annua. 5.i miei progetti autoconsumano il 17% e vendo l'83% contro il 100% di autoconsumo che Terna ha dichiarato al Senato per gli accumuli(vecchia tecnologia fenicia-etrusca-romana).Faccio notare che il mio grande lago di mare ha una autonomia di 400 giorni tarato su rete francese ed italiana(calcolo fatto per rispondere all'ing.EPR nucleare che diceva, sbagliando, una autonomia maggiore). 6.con l'energy storage hydro modulare sia di fiume che di mare non abbiamo problemi di stoccaggio delle rinnovabili e poi con lo stoccaggio chimico che mi permette la produzione di non-liquid fuels non ho mai sovrapproduzione,anzi posso far acquistare l'off-peak o eccesso e convertirlo subito in refuels al costo piu' basso che esista(posso vendere alla pompa ad 1 euro litro) 7.il mio target è produrre 600 GW di cui 400 GW da convertire in refuels per 70 miliardi di litri via chimica RGWS+FTS oppure CARMA se entro con gas e RE 8.dato che produco ossigeno O2 nei processi chimici e biochimici(alghe-biobutanol) posso stoccare con sistemi Caes</p>	<p>La rete elettrica di trasmissione nazionale risponde già oggi e in previsione di quanto programmato nel Piano di Sviluppo alla logica cosiddetta <i>smart transmission grid</i> qualora per questa si intenda la capacità di adeguarsi in modo attivo e rapido alle dinamiche di sviluppo del sistema ottimizzando l'utilizzo degli asset esistenti e migliorando le condizioni di sicurezza efficienza e sostenibilità:</p> <ul style="list-style-type: none"> -gestione attiva dei flussi di potenza con PST e collegamenti HVDC; -gestione attiva della stabilità e dei profili di tensione - dynamic rating; - sistemi di accumulo; -sistemi avanzati di monitoraggio, controllo e protezione. <p>Per quanto riguarda le perdite di energia per trasporto sulla rete, con l'attuazione degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo si stima che le stesse possano essere ridotte per circa 1,2 TWh/anno.</p>

QUESITO	RISPOSTA
<p>ossigeno</p> <p>9.il grid deve gestire le piattaforme di piattaforme internet per dare accesso a qualsiasi comunicazione,incluso internet veloce da cavo elettrico e non solo telefonico(sistema Usa)</p> <p>10.non ritengo opportuno abbinare il grid elettrico di potenza alla rete gas fossile perchè l'obiettivo primario per ridurre il prezzo gas del 20% è un gas grid autonomo gestito da Snam come sommatoria di gas naturale,LNG,R gas,biogas.</p> <p>11.le sinergie energia rinnovabile e gas rinnovabile con relativi stoccaggi devono essere interconnessi a livello centrale per esigenze di consumo particolarmente stagionale in quanto posso produrre con innovativi sistemi chimici,partendo da MW elettrici sia gas rinnovabile che carburante rinnovabile e rispondere con rapidità al mercato</p> <p>12.I sistemi indicati sono coperti dalla mia patent e da patent singole sui singoli processi e Terna non puo' costruire laghi o invasi con sistema hydro modulare a 1 fase giorno o 2 fasi giorno senza riconoscere la mia patent come i leverage energetici che si hanno producendo 40 GW di vento marino che diventano 200GW con il mio sistema di stoccaggio hydro modulare.</p> <p>13.Il mio sistema di bilanciamento del grid con l'hydro modulare rende completamente inutile il bilanciamento del grid con il gas.Ma offro l'opportunità ad Eni e Snam di utlizzare il gas naturale per carburanti ibridi che vengono puliti dal 40% al 100%,dipende dal gas di partenza e possiamo rinunciare a tenere centrali gas ed olio in standby.</p> <p>14.in campo europeo il progetto Desertec da 400 miliardi è fallito e non servono reti di potenza con l'Africa perchè possiamo con piu' profitto utizzare i gasdotti gia' esistenti,producendo R gas da vento e sole.Sul progetto Entsoe da 500 miliardi EU grid,ho detto ad Oettinger di ridurlo a 400 e spendere 100 miliardi per il mio progetto EU-27 da 10 milioni di lavoratori,progetto in mano al MSE ed Oettinger.</p>	

QUESITO	RISPOSTA
<p>Stato di aggiornamento dei principali interventi contenuti nel Piano di Sviluppo 2012, con indicazione, per ciascun intervento di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • anno di inserimento dell'intervento nel Piano di Sviluppo • eventuali modifiche dell'intervento originario apportate o per esigenze autorizzative o in seguito a mutamenti di scenario • stato autorizzativo o realizzativo dell'intervento e programmazione dei lavori per il completamento delle opere (diagramma di Gantt) • ulteriori esigenze di sviluppo che insistono sulla medesima area. 	<p>Le informazioni richieste sono tutte riportate nelle diverse edizioni dei Piani di Sviluppo pubblicate sul sito www.terna.it .</p> <p>Un prospetto di riepilogo delle informazioni richieste, con riferimento alle principali opere previste nei Piani di Sviluppo, sarà illustrato da Terna nell'incontro del 18 giugno.</p>
<p>Considerazioni in merito agli impatti derivanti dalla possibilità per Terna di modulare gli impianti di generazione distribuita avvalendosi dei sistemi di protezione automatica che i produttori hanno l'obbligo di installare (deliberazione 84/2012/R/eel).</p>	<p>La Deliberazione 84/2012/R/eel approva l'Allegato A.68 al Codice di Rete "Impianti di produzione fotovoltaica – requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT) e l'Allegato A.70 al Codice di Rete "Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita" e prescrive i relativi requisiti che gli impianti di produzione devono soddisfare. Al riguardo si fa presente che, per quanto attiene al controllo e modulazione della generazione distribuita, la citata Deliberazione rimanda a un futuro provvedimento che tenga conto di quanto previsto al par. 6 dell'Allegato A.70 "trasmissione dei dati necessari ai fini del controllo del SEN". Pertanto al momento la modulazione della produzione è possibile esclusivamente per gli impianti da FRNP connessi in AT (eolici e fotovoltaici), mentre è ancora in corso di definizione la possibilità di estendere azioni di modulazione agli impianti connessi in MT e BT (circa 15 GW). In particolare dovrà essere verificata la possibilità di attuare, attraverso i distributori che gestiscono le reti su cui si inserisce la generazione distribuita, azioni di controllo efficaci ai fini del dispacciamento per garantire la sicurezza del sistema. Le azioni di modulazione della produzione da FRNP (sia quella che si inserisce direttamente sulla rete in alta tensione, sia quella distribuita connessa in media e bassa tensione) si rendono tuttavia necessarie già nello scenario di breve ma ancor più in quello di medio termine per contenere i problemi di overgeneration sul sistema nazionale in condizioni di basso fabbisogno (in particolare weekend estivi e bank holidays) ed elevata produzione da FRNP. Ciò premesso, si rappresenta che l'eventuale possibilità di attuare azioni adeguate di modulazione della produzione distribuita non influisce sulle previsioni di sviluppo della RTN contenute nel Piano di Sviluppo finalizzate a ridurre i costi di sistema.</p>

QUESITO	RISPOSTA
Richiesta di chiarimento in merito agli impegni di spesa a breve termine (ad es. contratti stipulati con appaltatori) delle direzioni territoriali di Terna in relazione alle opere previste dal Piano.	In attuazione di quanto previsto nei propri Piano di Sviluppo, Terna conferma il proprio impegno a completare nei tempi minimi necessari le opere in realizzazione.