

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: assoRinnovabili

Spunto		Riferimento
S1.	Commenti sugli scenari di riferimento	Piano di Sviluppo, Capitolo 2
<ul style="list-style-type: none"> A pag. 36 Terna afferma che <i>“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”</i>. L’AEEGSI nel recente rapporto n. 428/2014//EEL¹, indica una stima di dismissione per il 2014 di 9,3 GW. Si chiedono commenti circa l’incoerenza dei due dati. 		

Spunto		Riferimento
S2.	Commenti sulle priorità di sviluppo	Piano di Sviluppo, Capitolo 6
<ul style="list-style-type: none"> 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. 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). 		

¹ Autorità per l’Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico, Rapporto n. 428/2014//EEL, “Rapporto annuale dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico in materia di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti, a termine e dei servizi di dispacciamento: consuntivo 2013”, 7 agosto 2014.

Spunto		Riferimento
S3.	Commenti sui risultati attesi	Piano di Sviluppo, Capitolo 7
<ul style="list-style-type: none"> 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>”. 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 market coupling. Si richiedono chiarimenti in merito. 		

Spunto		Riferimento
S4.	Commenti sulle principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati	Piano di Sviluppo, Allegato 2
<ul style="list-style-type: none"> 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. Refuso a pag. 125: Delibera n. 84/2012 e non n. 74/2012. 		

Spunto		Riferimento
S5.	Commenti sulla metodologia per l'elaborazione dell'analisi costi/benefici	Piano di Sviluppo, Allegato 3
<ul style="list-style-type: none"> 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. Terna stessa ha dichiarato di utilizzare per gli impianti eolici e fotovoltaici un coefficiente di disponibilità media alla punta del 25 %². assoRinnovabili ha recentemente effettuato alcune valutazioni³, 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. A pag.182 c'è un riferimento incrociato sbagliato. 		

Eventuali ulteriori osservazioni

Nr. progressivo	Osservazione	Documento ⁴	Paragrafo
1	<ul style="list-style-type: none"> 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 trasmissione⁵ (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). 	PdS	

² Ad esempio nei Dati Statistici 2010.

³ F. Zanellini, N. Teodori, A. Zaghi, "L'adeguatezza del sistema elettrico italiano: quanto è necessario il capacity market?" - Management delle utilities e delle infrastrutture, pagg. 65-72.

⁵ F. Zanellini, "Rete e Vento – Lo sviluppo della rete elettrica italiana per la connessione e l'integrazione della fonte eolica", Centro Studi Aper – REEF Onlus, maggio 2011
F. Zanellini; "L'integrazione della fonte eolica nella rete elettrica italiana", AEIT, n.10, Ottobre 2012, pagg. 6-19.

2	<ul style="list-style-type: none">• 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 "<i>Partecipazione delle fonti rinnovabili non programmabili ai servizi di rete</i>". Il PdS in esame dà modo di esplicitare alcune considerazioni:<ul style="list-style-type: none">○ 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 tema⁶, 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;○ 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 capability 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;○ 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 esistenti⁷. 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.
---	--

⁶ Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, Delibera n. 231/2013/R/eel del 30 maggio 2013, "Trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza". Al punto 2 AEEGSI delibera che "Terna proceda ad approfondire quanto evidenziato nell'ambito della propria risposta al documento per la consultazione n. 508/2012/R/eel in merito all'opportunità di estensione dell'obbligo di fornitura del servizio di regolazione primaria alle UP di taglia inferiore a 10 MVA, dando riscontro di tale approfondimento all'Autorità entro il 31 dicembre 2013".

⁷ Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, delibera 421/2014/R/eel, "Ulteriori interventi relativi agli impianti di generazione distribuita finalizzati a garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale", 7 agosto 2014.