

Piano di Sviluppo della RTN

Consultazione pubblica edizione 2015 del PdS

(D.Lgs. 93/2011 - Art. 36, comma 13)

Milano, 20 gennaio 2016

1. Contesto di riferimento

- 2. Struttura e principali novità PdS**
- 3. Principali evidenze sistema elettrico**
- 4. Scenari evolutivi PdS**
- 5. Esigenze di sviluppo PdS**
- 6. Priorità di sviluppo**
- 7. Risultati attesi PdS 2015**
- 8. Quesiti ricevuti**

Normativa di riferimento

*Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento**

(Art.9) Al fine di assicurare uno sviluppo della RTN in linea con le necessità di copertura della domanda di energia elettrica e di svolgimento del servizio, la Concessionaria predispone, nel rispetto degli specifici indirizzi formulati dal Ministero ai sensi del d.lgs. 79/99, un piano di sviluppo, contenente le linee di sviluppo della RTN, definite sulla base:

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

* di cui al decreto del MISE 20 aprile 2005, modificata ed aggiornata con decreto MISE 15 dicembre 2010

Normativa di riferimento

*Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento**

(Art.9) Il Piano contiene, in particolare:

- un'analisi costi-benefici degli interventi e l'individuazione degli **interventi prioritari, in quanto in grado di dare il massimo apporto alla sicurezza del sistema, allo sviluppo dello scambio con l'estero e alla riduzione delle congestioni**
- l'indicazione dei tempi previsti di esecuzione e dell'impegno economico preventivato
- una relazione sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente
- un'apposita sezione relativa alle infrastrutture di rete per lo sviluppo delle fonti rinnovabili volta a favorire il raggiungimento degli obiettivi nazionali con il massimo sfruttamento della potenza installata, nel rispetto dei vincoli di sicurezza del sistema elettrico

* di cui al decreto del MISE 20 aprile 2005, modificata ed aggiornata con decreto MISE 15 dicembre 2010

Normativa di riferimento

*D.lgs. n. 93/2011**

- Terna predispone, entro il 31 gennaio di ciascun anno, un Piano decennale di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, basato sulla domanda e offerta esistenti e previste. Il MiSE, acquisito il parere delle Autorità competenti per gli aspetti ambientali e territoriali interessate dagli interventi in programma, tenuto conto delle valutazioni formulate dall'AEEG, approva il Piano (art.36, comma 12).
- Il Piano individua le infrastrutture di trasmissione da costruire o potenziare nei dieci anni successivi, anche in risposta alle criticità e alle congestioni riscontrate o attese sulla rete, nonché gli investimenti programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo e una programmazione temporale dei progetti di investimento (art.36, comma 12).
- Il Piano è sottoposto alla valutazione dell'AEEG che, secondo i propri regolamenti, effettua una consultazione pubblica di cui rende pubblici i risultati e trasmette l'esito della propria valutazione al MiSE (art.36, comma 13).

*Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

Normativa di riferimento

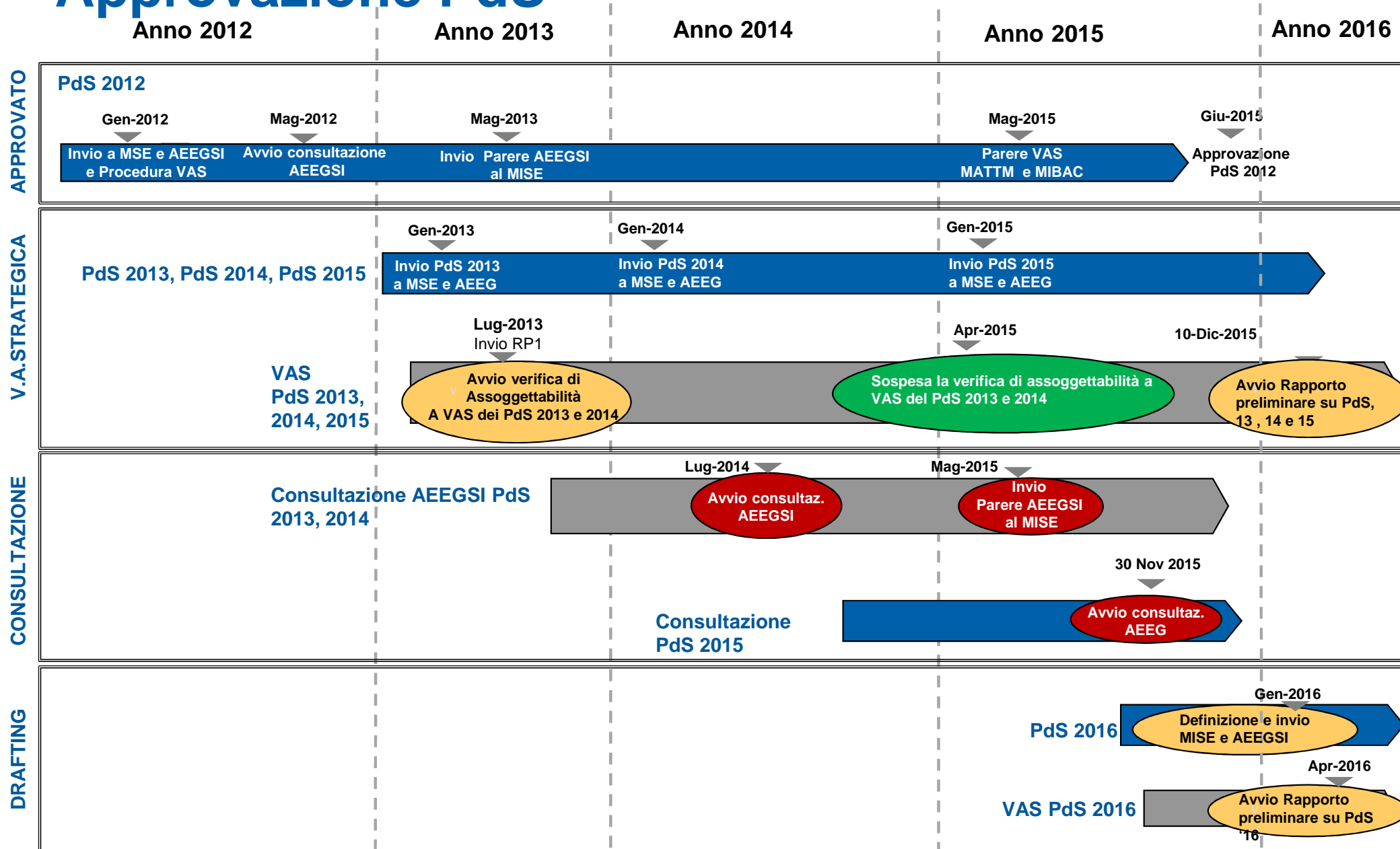
La procedura di VAS

La VAS è la procedura di valutazione ambientale strategica specificamente istituita per i piani e i programmi che possono avere effetti significativi sull'ambiente

- **Direttiva comunitaria 2001/42/CE:** istitutiva della VAS
- **Decreto legislativo n. 152/2006:** normativa italiana di recepimento della Dir. 2001/42/CE
- **Decreto legislativo n. 4/2008:** ulteriori disposizioni correttive ed integrative del d.lgs. 152/2006
- **Decreto legislativo n. 128/2010:** modifiche ed integrazioni al d.lgs. 152/2006, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69
- **Decreto legge n. 1/2012:** art. 23
“ ... il medesimo Piano è sottoposto annualmente alla verifica di assoggettabilità a procedura VAS di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 ed è comunque sottoposto a procedura VAS ogni tre anni.”
“Ai fini della verifica di assoggettabilità a procedura VAS di cui al comma precedente, il Piano di sviluppo della rete e il collegato Rapporto Ambientale evidenziano, con sufficiente livello di dettaglio, l'impatto ambientale complessivo delle nuove opere.”



Approvazione PdS



1. Contesto di riferimento

2. Struttura e principali novità PdS

3. Principali evidenze sistema elettrico

4. Scenari evolutivi PdS

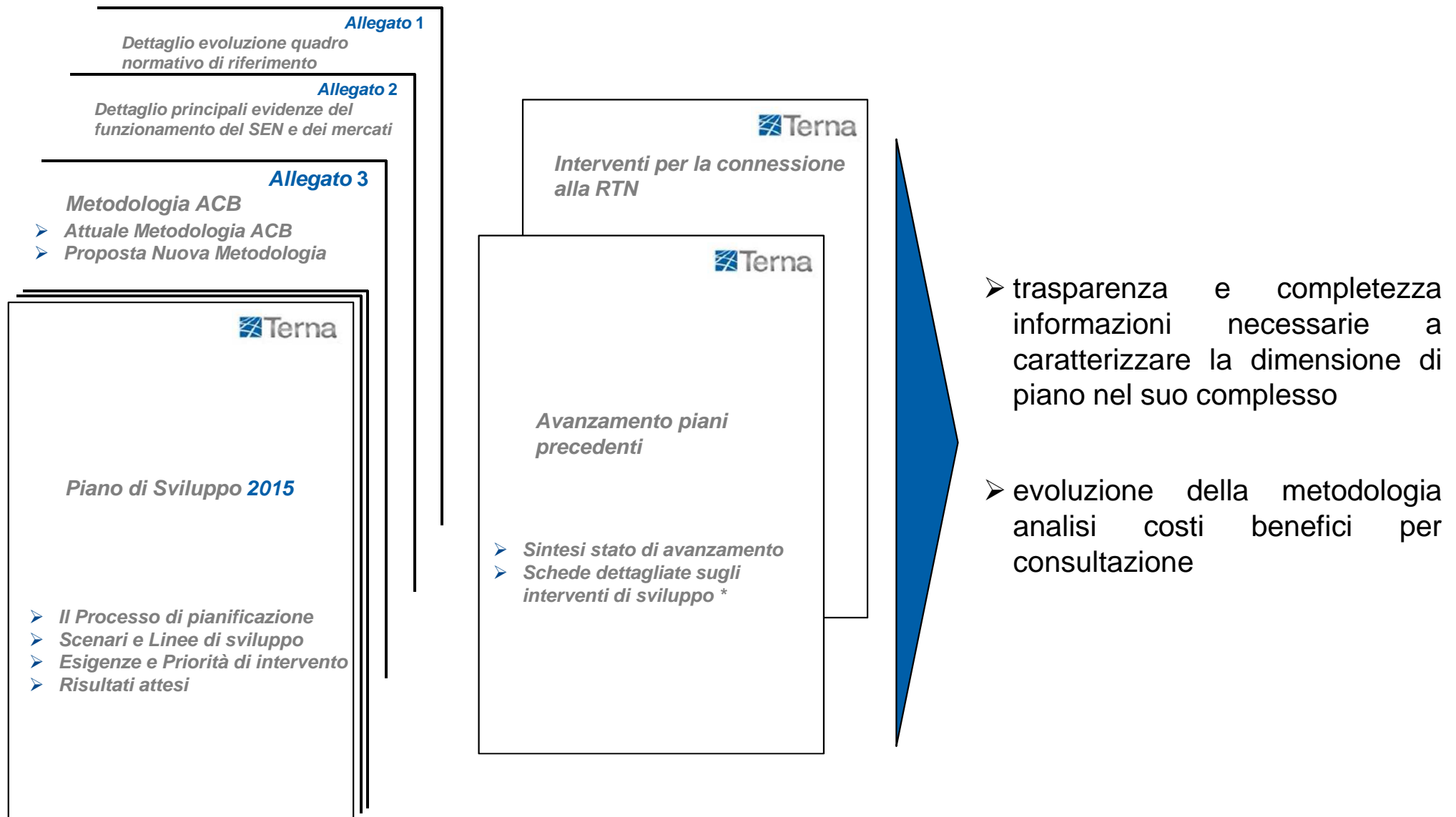
5. Esigenze di sviluppo PdS

6. Priorità di sviluppo

7. Risultati attesi PdS 2015

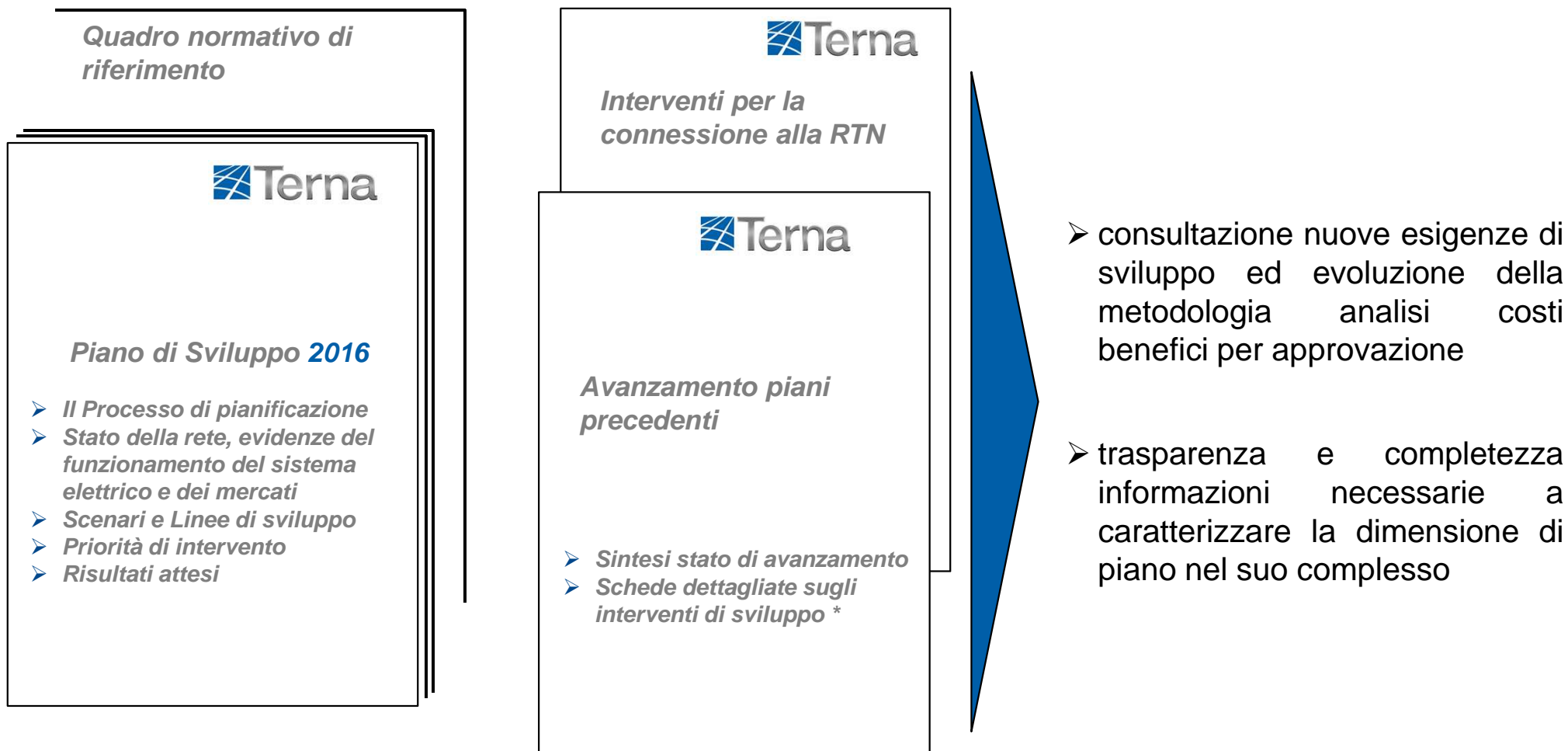
8. Quesiti ricevuti

Impostazione Piano di Sviluppo 2015



* incluse valutazioni tecnico-economiche

... verso il Piano di Sviluppo 2016



* Inclusi indici relativi alle valutazioni tecnico-economiche

Definizione esigenze e schede intervento

PdS2015

- Il PdS fornisce quanto necessario per definire esigenze e soluzioni di intervento:
 - **processo di pianificazione** della RTN (cap.1)
 - **criticità della rete** attuale (All.2)
 - **scenari** di riferimento (cap.2)
 - **esigenze** di sviluppo individuate negli orizzonti previsionali di Piano (cap.3)
 - **interventi** di sviluppo previsti (cap.5)
 - **risultati** attesi dall'implementazione del Piano (cap.7).

- Per ciascun intervento è inoltre riportata una **scheda descrittiva** che illustra le motivazioni, le finalità, il perimetro delle opere previste e le tempistiche di realizzazione stimate. Inoltre ciascun intervento di sviluppo è corredato da un codice alfanumerico per una più facile identificazione

Schede intervento 2015 e nuova proposta 2016

Schema edizione 2016

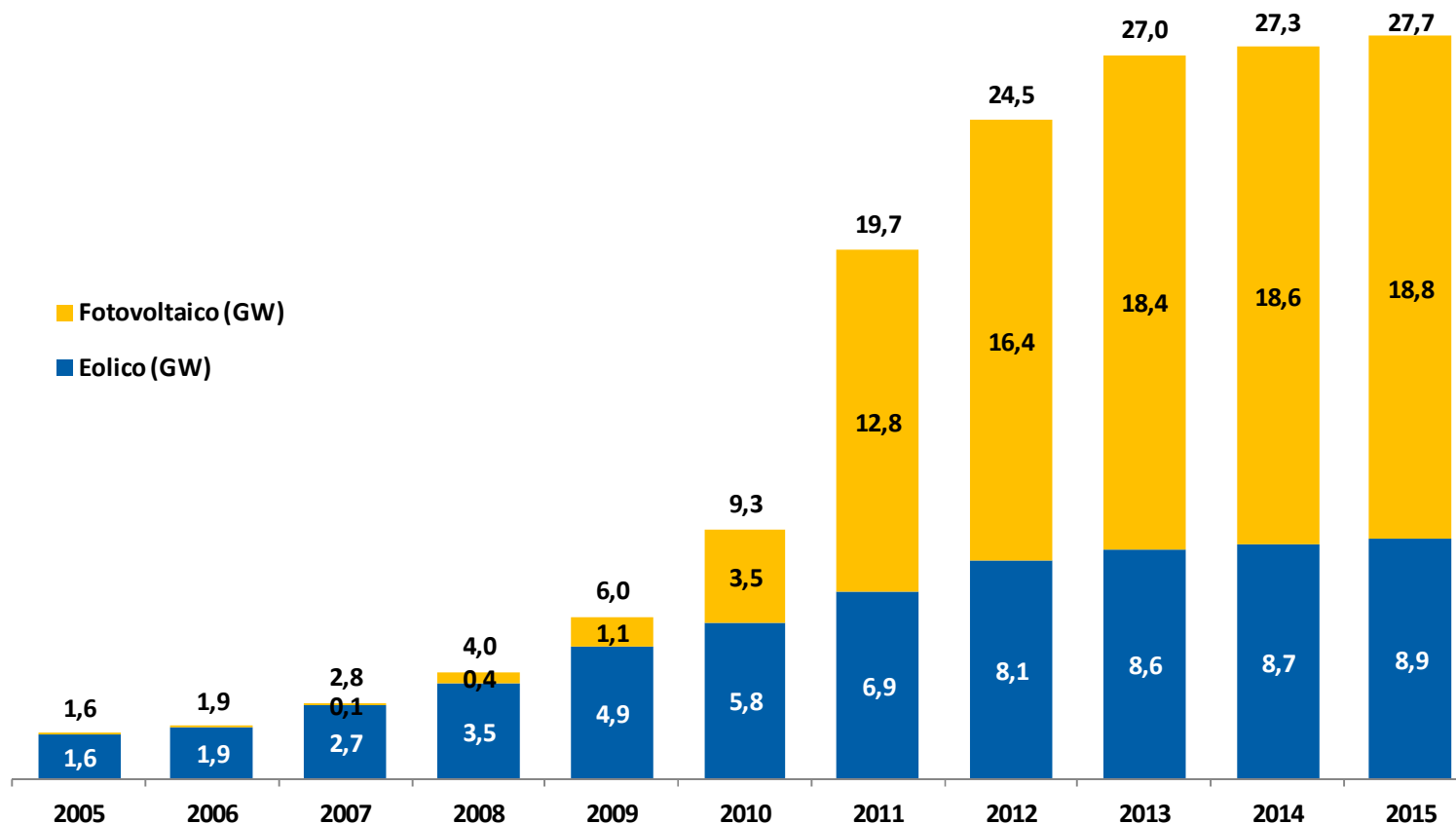
Schema edizione 2015

SCHEMA INTERVENTO		Nome intervento					
		<u>Identificativo PdS</u> [ID]	<u>Identificativo PCI</u> [ID]	<u>Identificativo TYNDP</u> [cluster/item]	<u>Identificativo RIP</u> [investment ID]		
		<u>Finalità intervento</u> [categoria]	<u>Pianificato</u> [anno]	<u>Delibera 397/2015/R/eel</u> [ID scheda]	<u>Regioni interessate</u> [regioni]		
		<u>Previsione tempistica opera principale</u>			<u>Previsione tempistica altre opere</u>		
		<u>Avvio attività</u> anno	<u>Avvio cantieri</u> anno	<u>Completamento</u> anno	<u>Avvio attività</u> anno	<u>Avvio cantieri</u> anno	<u>Completamento</u> anno
Codice identificativo PdS		Descrizione intervento					
Codice identificativo PCI - Project of Common Interest (Reg. (EU) 347/2013)	-	[testo]					
Codice identificativo in TYNDP 2014 (ENTSO-E)	Project: 21 (TYNDP)	Interdipendenze o correlazione					
Intervento strategico ex Delibera 40/2013/R/eel e successiva Delibera 654/2014/R/eel	-	con altre opere			da accordi con terzi		
Descrizione dell'intervento		[testo]					
Categoria di appartenenza		Stato avanzamento					
Anno primo inserimento nel PdS		Opere principali					
Stato intervento		Opera	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note	
Data prevista di entrata in esercizio		Nome	data	data	data		
Regioni interessate		Opere accessorie					
Motivazioni/Descrizione generale dell'intervento		Opera	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note	
Opere principali		Nome	data	data	data		
Opere accessorie		Sintesi Analisi Costi Benefici					
Propedeuticità e interdipendenza con altre opere elettriche		IP/VAN [indice/valore]	Investimento [indice o valore]	Benefici [testo]			
Dettaglio stato avanzamento opere		Schema rete (se presente)					
Avanzamento Iiter Autorizzativo							
Avanzamento Realizzazione							
Opere completate							

1. **Contesto di riferimento**
2. **Struttura e principali novità PdS**
3. **Principali evidenze sistema elettrico**
4. **Scenari evolutivi PdS**
5. **Esigenze di sviluppo PdS**
6. **Priorità di sviluppo**
7. **Risultati attesi PdS 2015**
8. **Quesiti ricevuti**

Principali evidenze del sistema elettrico

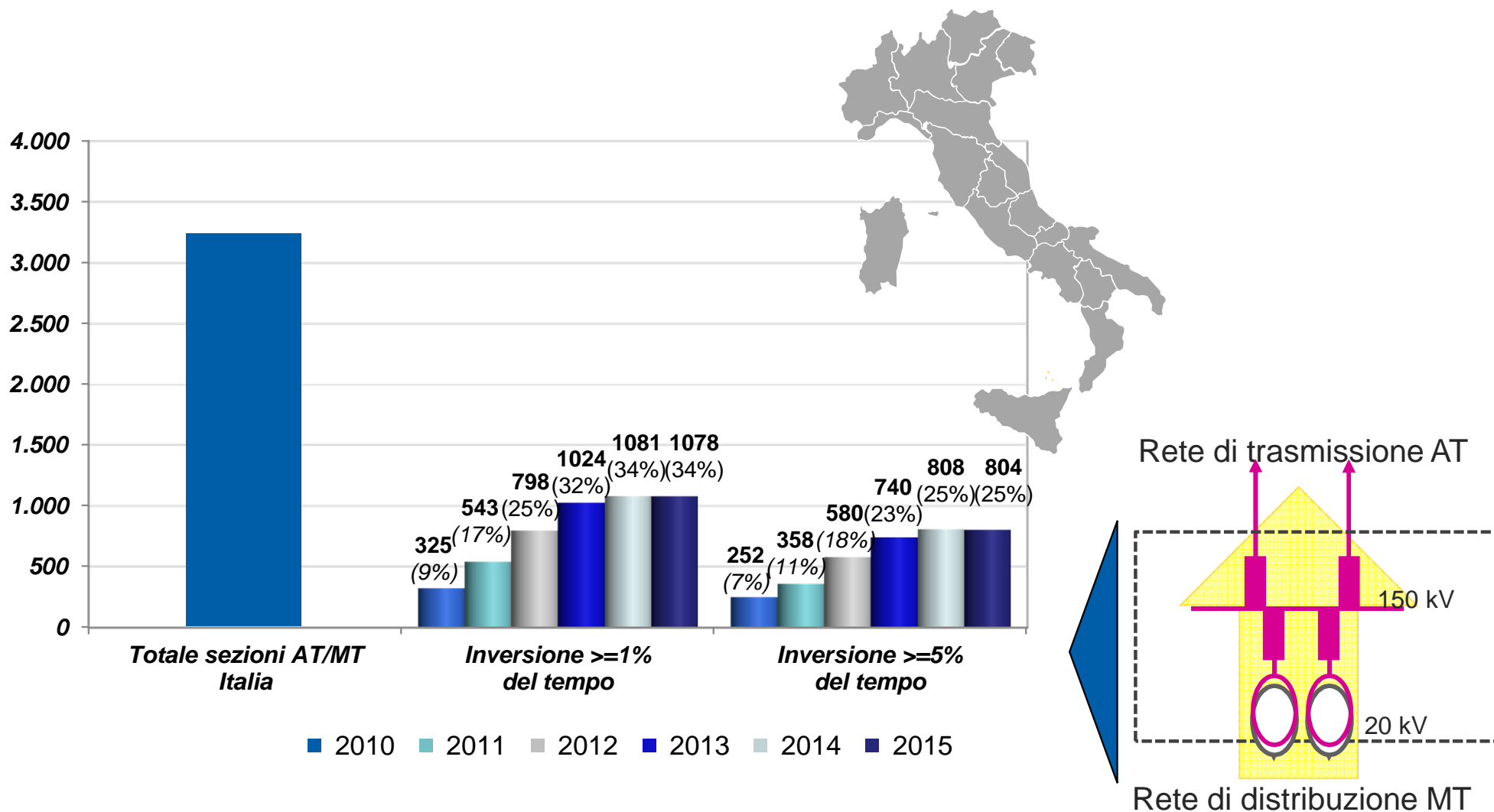
Potenza eolica e fotovoltaica installata (GW)*



- prosegue crescita della generazione fotovoltaica ed eolica (circa ~0,4 GW)
- si confermano esigenze rinforzo porzioni rete critiche per rinnovabili al Sud

Principali evidenze funzionamento sistema elettrico

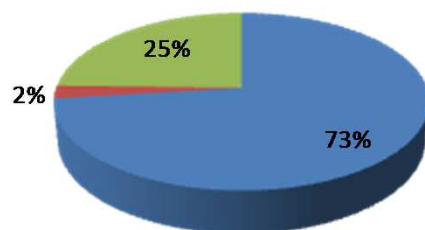
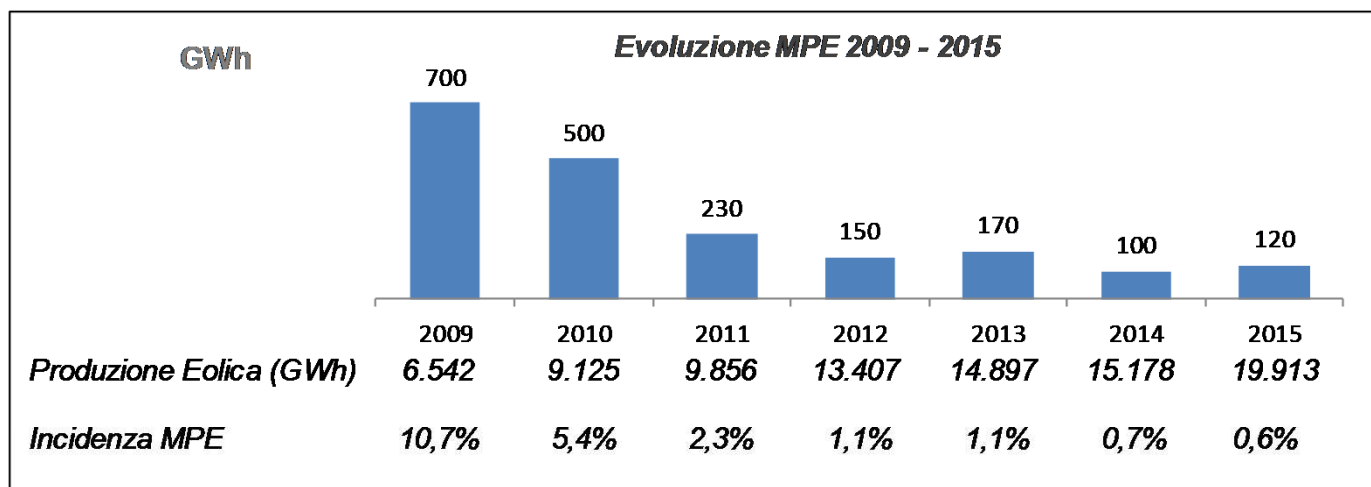
Sezioni AT/MT con inversione flusso di energia



Dati 2015 (provvisori): totale progressivo a Novembre 2015 (fonte ENEL Distribuzione)

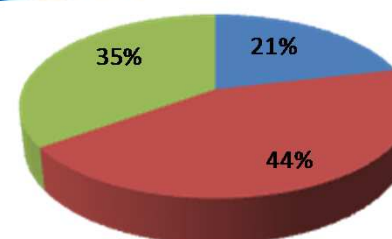
Principali evidenze funzionamento sistema elettrico

Mancata produzione eolica MPE



Ripartizione MPE Gennaio 2012 – Dicembre 2012

■ congestioni locali rete 150 kV
 ■ congestioni rete primaria in AAT / problemi di bilancio
 ■ lavori/altro



Ripartizione MPE Gennaio 2013 – Novembre 2015

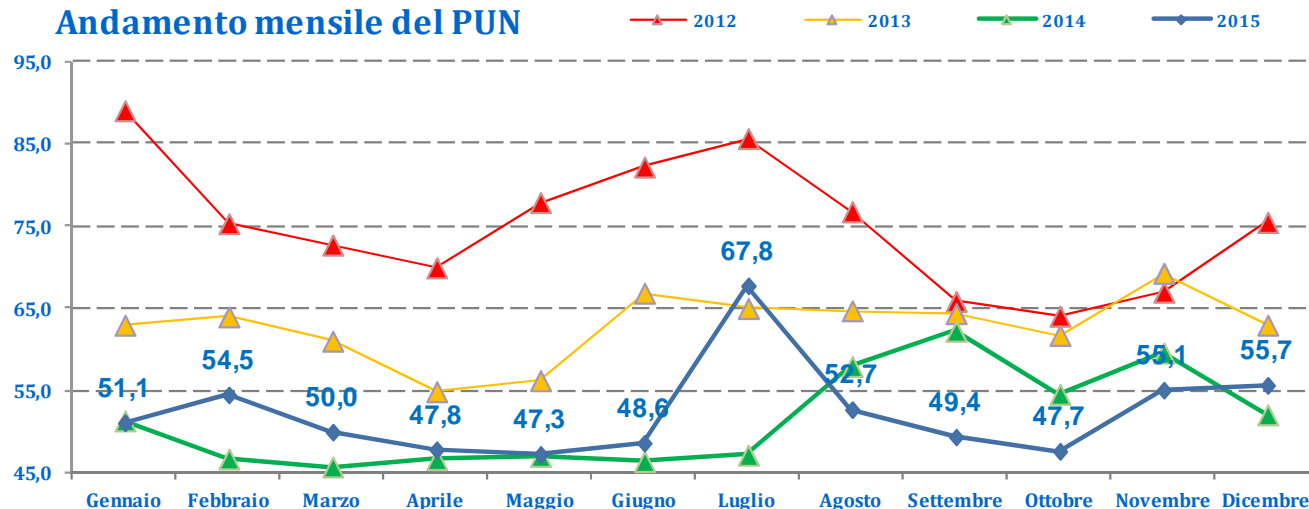
■ congestioni locali rete 150 kV
 ■ congestioni rete primaria in AAT / problemi di bilancio
 ■ lavori/altro

- nel 2013-15 riduzione delle componenti dovute a congestioni su rete AT (Sud e Isole)
- emerge la componente dovuta a congestione su rete AAT tra zone in direzione Sud-Nord e problemi di bilancio generazione/carico prevalentemente sulle sezioni Sud-Centro Sud e Centro Sud-Centro Nord in situazioni di basso carico ed alta contemporaneità di produzione fotovoltaica ed eolica

Principali evidenze Mercato dell'Energia

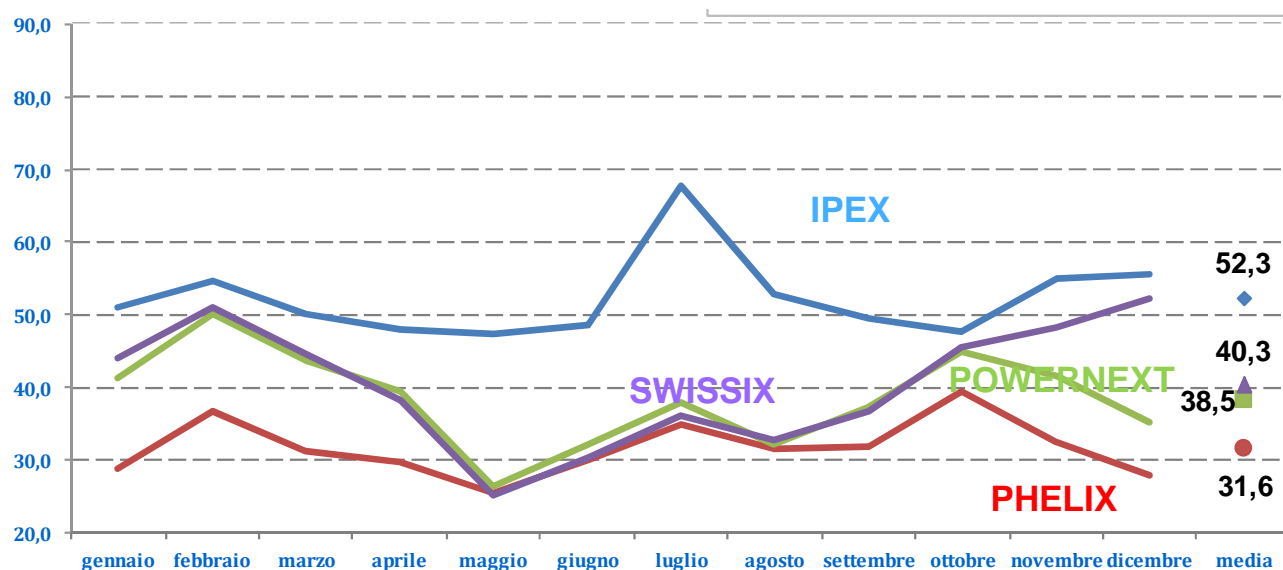
Confronto PUN anni 2014-2015 e borse estere 2015

Andamento mensile del PUN



PUN di Luglio 2015 sostanzialmente maggiore del valore 2014 ed in linea con il valore 2013; circa il 31% la riduzione del PUN negli ultimi 4 anni; circa 68 €/MWh nel mese di Luglio coincide con i maggiori consumi registrati a causa delle elevate temperature

Andamento mensile 2015



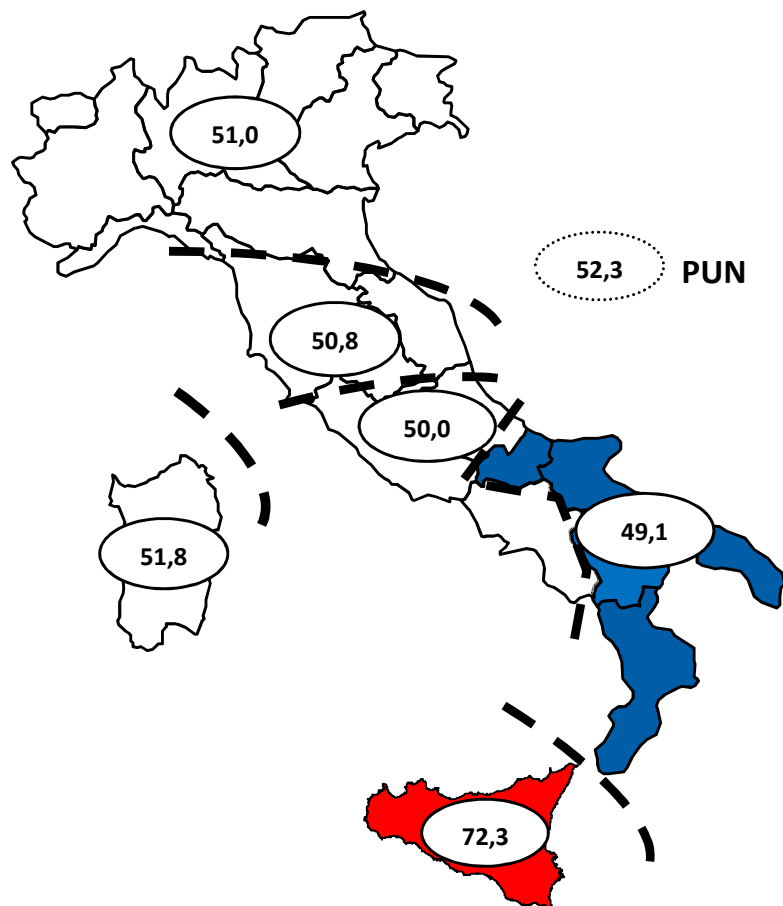
Permane delta prezzo tra mercato italiano e principali mercati esteri (in media circa 21 €/MWh rispetto al mercato tedesco 14 €/MWh rispetto al mercato francese e 12 €/MWh rispetto a quello svizzero).

Principali evidenze Mercato dell'Energia

Luglio 2014-Giugno 2015 vs periodo precedente

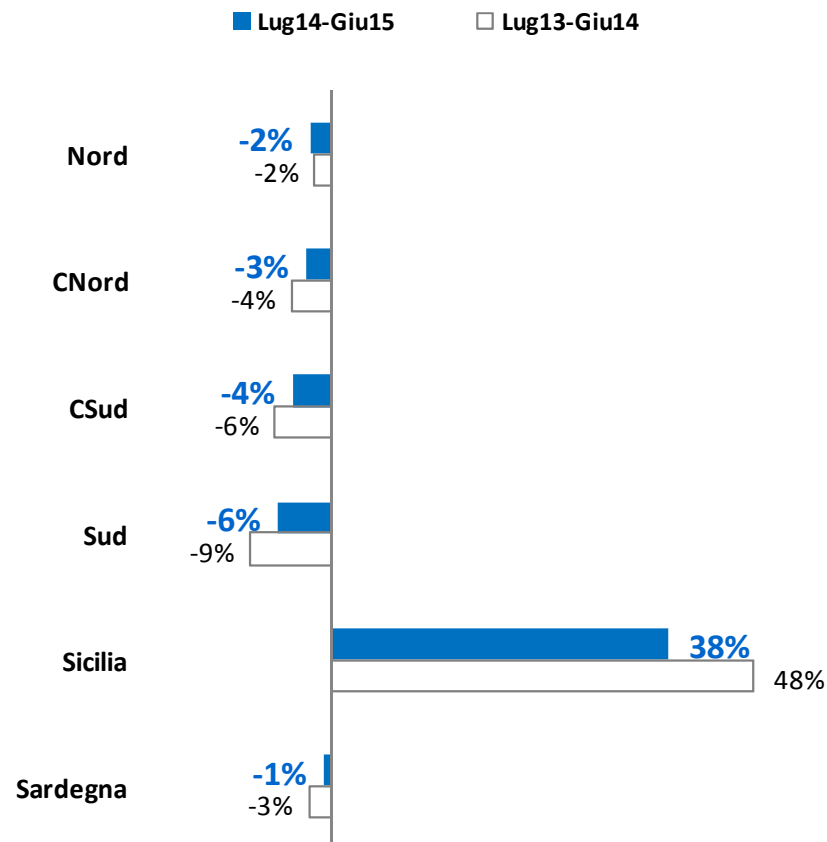
▪ Luglio 2014 – Giugno 2015 (€/MWh)

Prezzi zonalì in €/MWh ■ -3 +20 ■
 < PUN >
 Sezione critica - - - - -



Fonte dati: GME

▪ Confronto prezzo zonale/PUN (%) vs. periodo precedente



1. **Contesto di riferimento**
2. **Struttura e principali novità PdS**
3. **Principali evidenze sistema elettrico**
4. **Scenari evolutivi PdS**
5. **Esigenze di sviluppo PdS**
6. **Priorità di sviluppo**
7. **Risultati attesi PdS 2015**
8. **Quesiti ricevuti**

Scenari evolutivi domanda e offerta PdS 2015

Capacità Produttiva

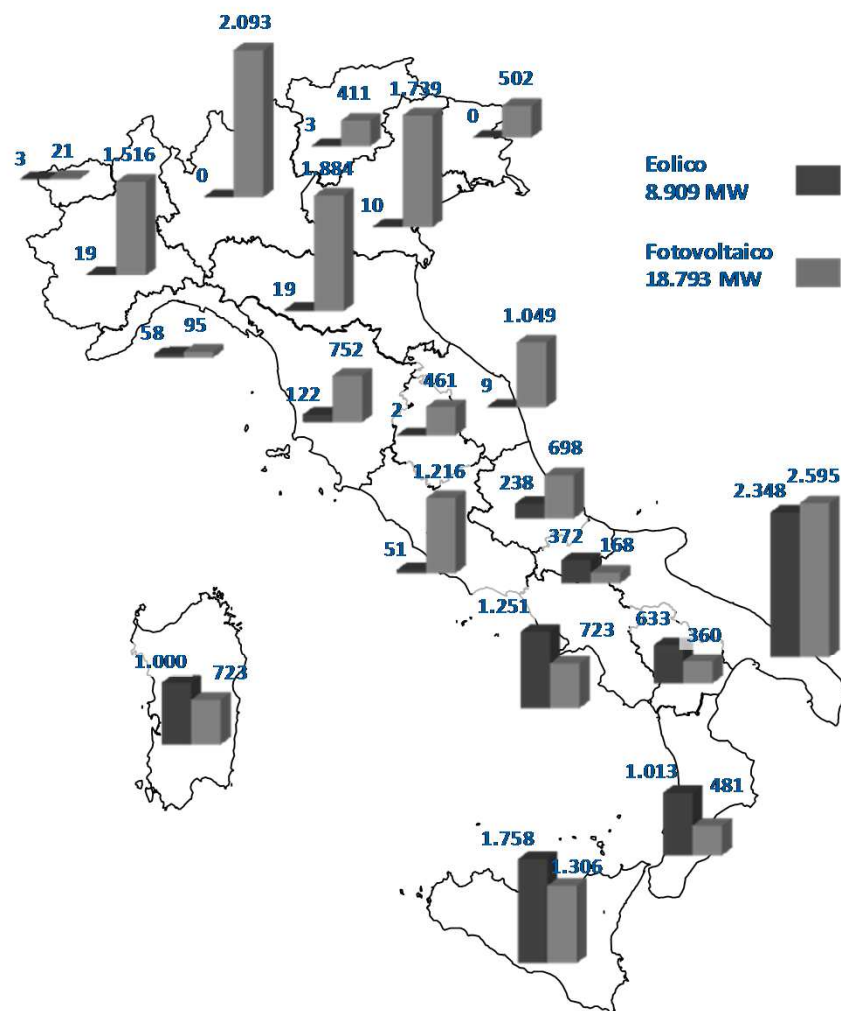
- Si confermano ipotesi di crescita di capacità produttiva da FER in particolare al Sud e Isole maggiori (PV in *grid parity* e altre FER con Decreto 6 Luglio 2012)
- trend di crescita coerenti con gli obiettivi SEN 2020 (produzione da FER fino a 120-130 TWh, di cui 30 TWh da PV)

Domanda elettrica

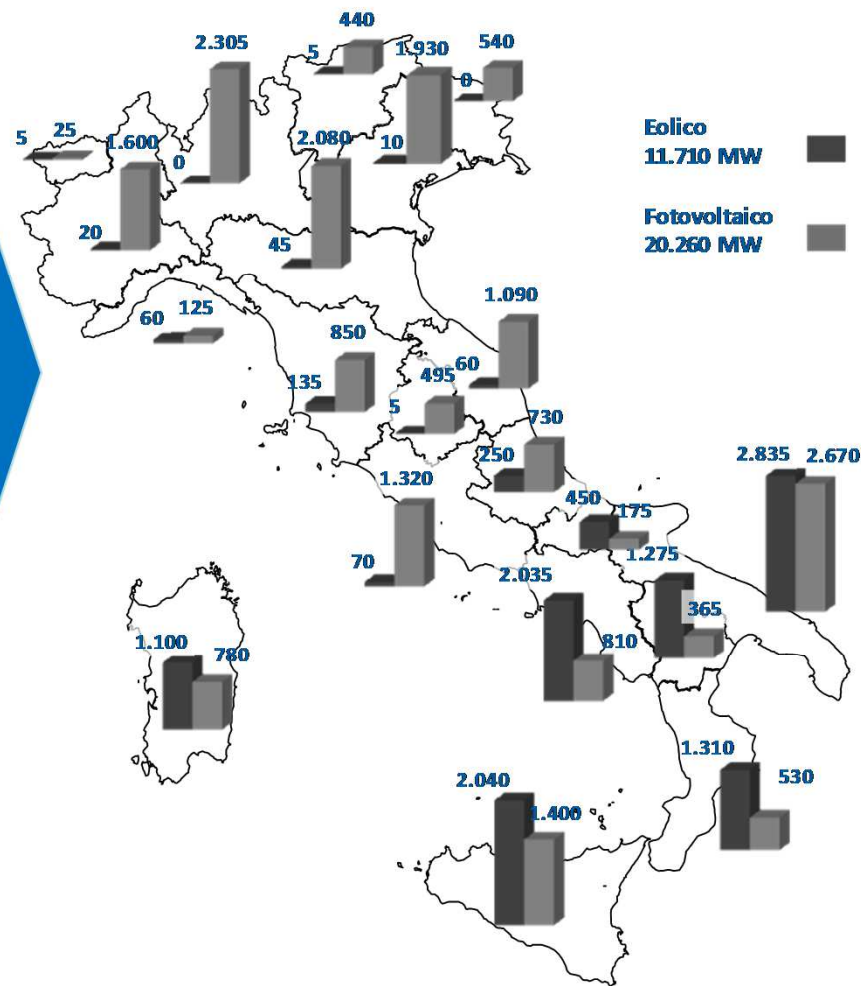
- Nel 2014 riduzione della domanda del 3% rispetto ai valori del corrispondente periodo dell'anno precedente
- Nel 2015 incremento del fabbisogno pari all'1,5%

Scenari Energie Rinnovabili

Installato Attuale*



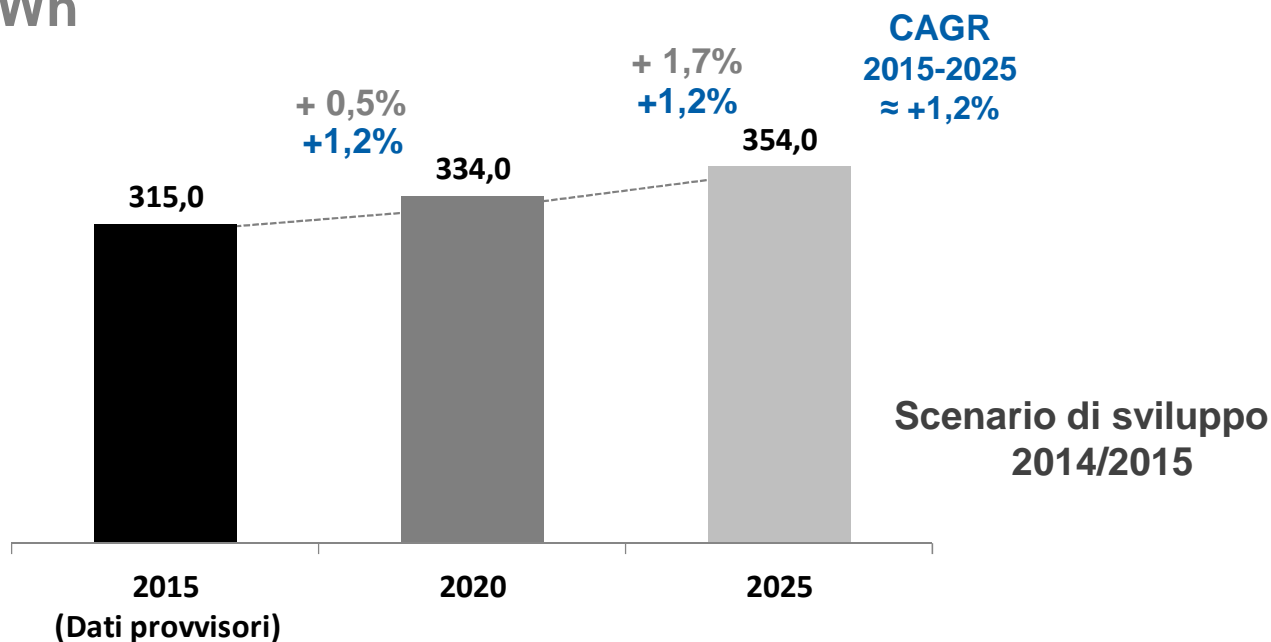
Breve-Medio Termine



* Dati provvisori

Scenario evolutivo della domanda (Mid Term e Long Term)

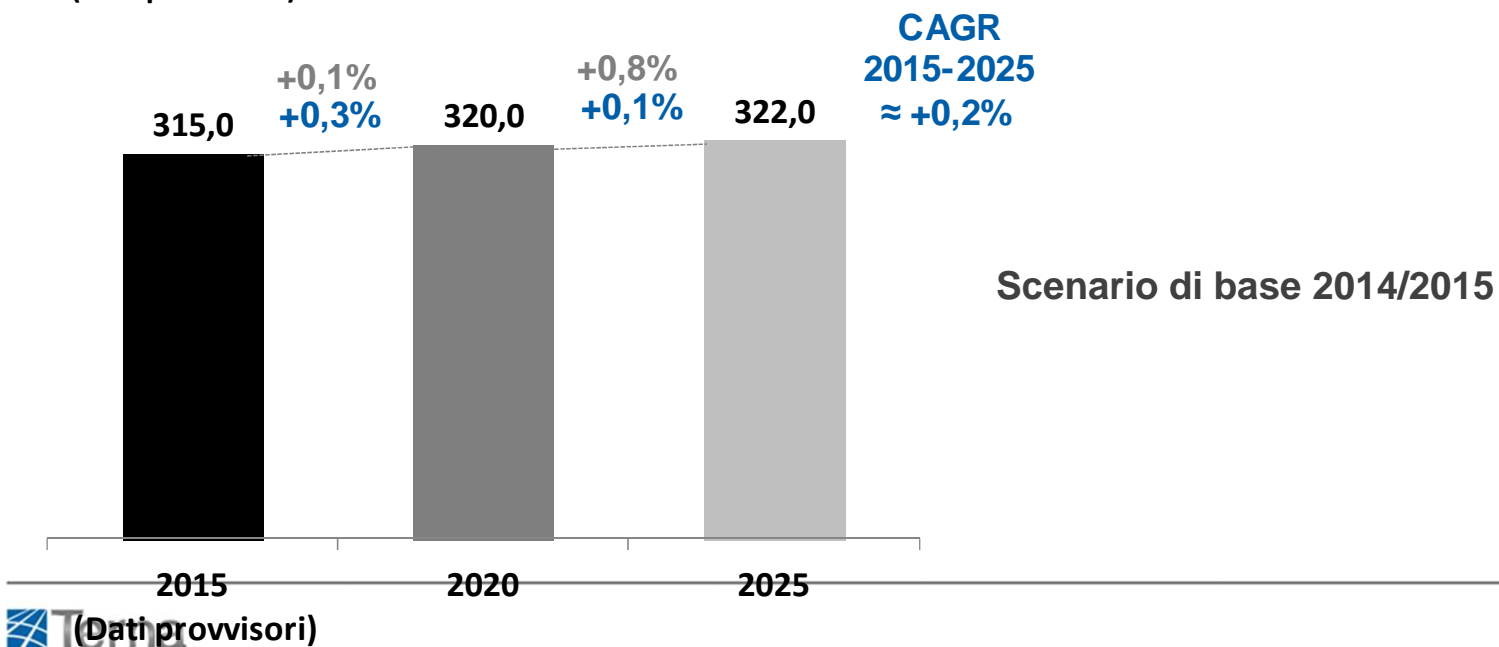
TWh



Previsioni della domanda in potenza

Scenario di sviluppo

Anno	Potenza
2015	53.353 MW
2020 ipotesi bassa/alta	62/65 GW
2025 ipotesi bassa/alta	63/69GW



1. **Contesto di riferimento**
2. **Struttura e principali novità PdS**
3. **Principali evidenze sistema elettrico**
4. **Scenari evolutivi PdS**
5. **Esigenze di sviluppo PdS**
6. **Priorità di sviluppo**
7. **Risultati attesi PdS 2015**
8. **Quesiti ricevuti**

Linee di sviluppo PdS 2015

Principali driver per definizione esigenze di sviluppo

Selettività investimenti

- prosegue attività di screening per prioritizzazione e razionalizzazione investimenti pianificati (evoluzione scenari, condizioni reali fattibilità, possibilità offerte da innovazione tecnologica) per garantire maggiore selettività e riduzione costi (soluzioni semplificate) a beneficio del sistema

Massimizzazione efficacia rete esistente

- soluzioni *smart transmission* per adeguare tempestivamente la rete ai nuovi scenari e paradigmi di funzionamento del sistema elettrico
- maggiore interoperabilità e sviluppo coordinato RTN / reti di distribuzione
- soluzioni tecnologiche innovative/alternative di intervento con impiego di dispositivi e materiali in grado di aumentare le prestazioni della rete esistente (conduttori speciali ad alta capacità, sostegni innovativi, impiego di nuove soluzioni HVDC, ...)

Pianificazione integrata in ambito Europeo

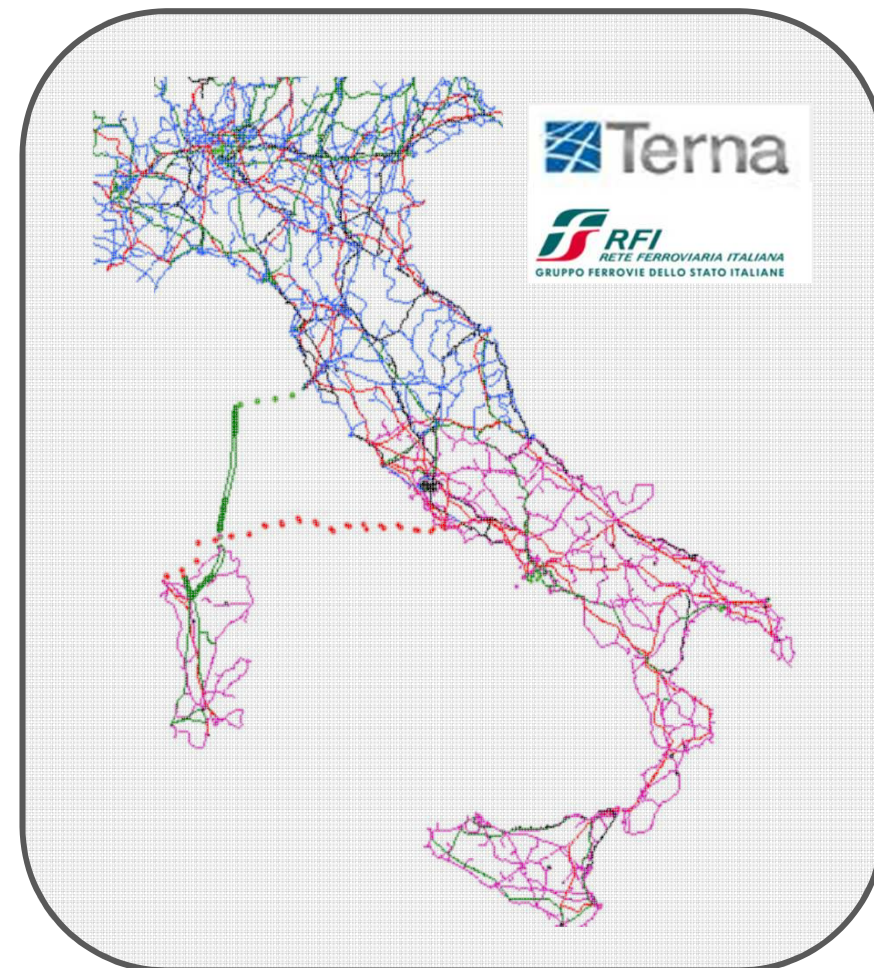
- definizione e valutazione esigenze di sviluppo di carattere pan-europeo (compresi interventi con impatto transfrontaliero) sempre più in stretto coordinamento tra TSO
- pianificazione coordinata su base Regionale (CCS e CSE Regions) sfruttando il processo definito in ambito ENTSO-e per il TYNDP

Acquisizione asset di proprietà RFI*

Valutazioni tecnico-economiche

Valutazioni su benefici di sistema da ampliamento ambito RTN con acquisizione rete elettrica di trasporto di proprietà RFI e possibili sinergie con attività di sviluppo/connessione

- efficienza di sistema in termini di investimenti complessivi di sviluppo e rinnovo (possibili razionalizzazioni)
- maggiore sinergia nei costi di *procurement* nel comparto elettrico AT
- unicità competenza operativa e coordinamento sviluppo e rinnovo
- minore impatto ambientale infrastrutture
- migliore qualità complessiva del servizio (maggiore ridondanza)



* Con la legge n.190 del 23 dicembre 2014 (c.d. Legge di stabilità 2015) sono state definite le modalità di inserimento delle reti AT/AAT di proprietà di Ferrovie dello Stato nella RTN e di acquisizione degli asset da parte di Terna;

Con la delibera 11/2015/R/eel, l'AEEGSI ha avviato un provvedimento per la definizione della remunerazione delle reti AT/AAT di proprietà di Ferrovie dello Stato, oggetto di inserimento nell'ambito della rete di trasmissione nazionale, ai sensi della legge 190/2014.

unificazione della rete; in data 10 Dicembre 2015 e perfezionato il 23 Dicembre è stato sottoscritto l'accordo di acquisizione di Terna dell'intero capitale sociale di SELF, Società Elettrica Ferroviaria Srl controllata da FS, 8.379 km di elettrodotti AT/AAT e 350 stazioni si sono aggiunti al perimetro di linee elettriche gestite da Terna.

1. **Contesto di riferimento**
2. **Struttura e principali novità PdS**
3. **Principali evidenze sistema elettrico**
4. **Scenari evolutivi PdS**
5. **Esigenze di sviluppo PdS**
6. **Priorità di sviluppo**
7. **Risultati attesi PdS 2015**
8. **Quesiti ricevuti**

Descrizione delle priorità di intervento

Criteria (rif. Concessione)

Priorità

Interventi di sviluppo volti a incrementare la **Capacità di interconnessione** (Net Transfer Capacity - NTC) sulle frontiere elettriche con l'Estero

Interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni tra zone di mercato**

Interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva**

Interventi di sviluppo per la **sicurezza e l'affidabilità della rete in aree metropolitane** con elevata concentrazione di utenza

Interventi di sviluppo per la **qualità, continuità e la sicurezza del servizio elettrico**

Obiettivi e benefici

Riduzione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica

Maggiore competitività del mercato elettrico pieno sfruttamento della capacità produttiva più efficiente

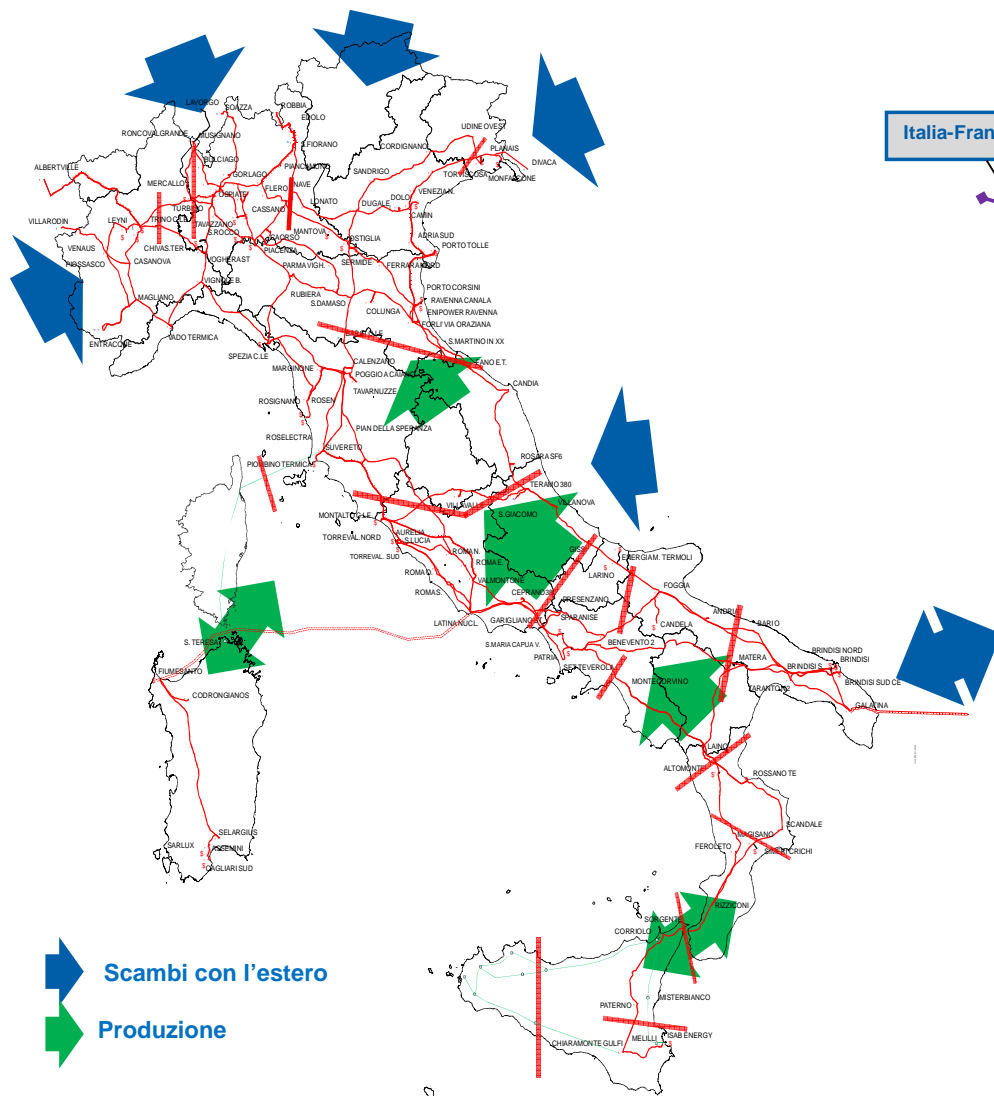
Riduzione delle quantità di energia movimentata su MSD per limitazioni in corrente e tensione

Riduzione rischi di energia non fornita in aree ad elevata concentrazione di utenza con aumento sicurezza del servizio elettrico

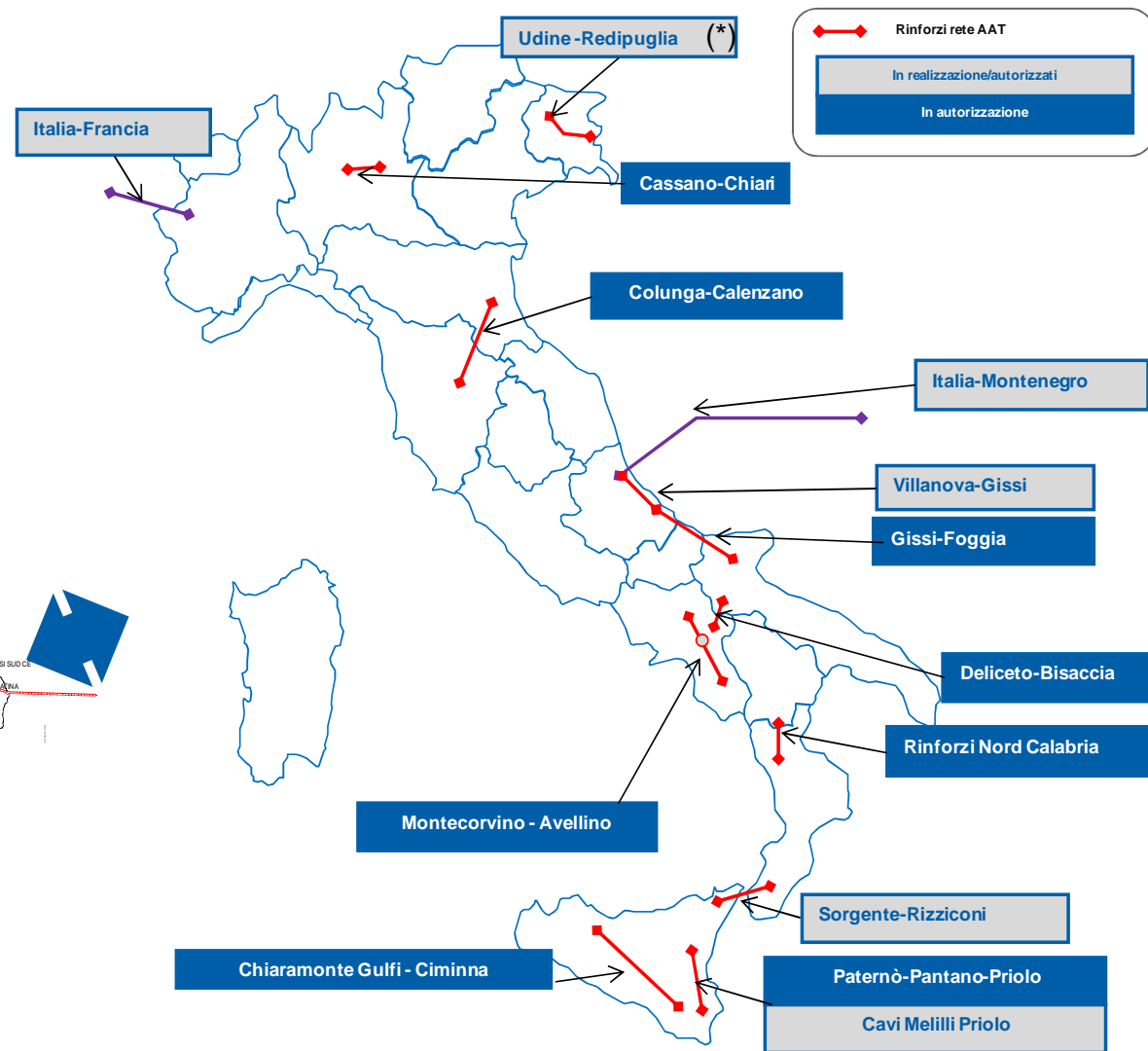
Riduzione rischi energia non fornita, miglioramento stabilità, profili di tensione nei nodi, riduzione perdite

Principali interventi di Sviluppo

Sezioni critiche per cong. rete AAT



Progetti PdS



Tempistiche degli interventi prioritari

Principali opere autorizzate (1/4)

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzata	Decreto VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2015	Previsione completamento Opera principale ³⁸
Interconnessione estero	HVDC Italia-Montenegro (Cod. 401-P)	2007	2007/2009	2009	NA	2010	2011	2011	-SE Cepagatti: completate attività di sbancamento propedeutiche all'esecuzione delle opere civili SE Kotor: completata acquisizione terreni Se Villanova: entrata in esercizio nuovo blindato - in corso attività risoluzioni criticità autorizzative in acque interne croate	2019
	HVDC Grand'Île – Piosasco (Cod.3-P)	2008	2008/2009	2009	NA	2010	2010	2011	- completate le nuove sezioni 380/220/132 kV in GIS della stazione di Piosasco; - in corso sistemazione sito HVDC nella stazione di Piosasco - avviata la gara per la fornitura in opera dei cavi ed è in corso la relativa qualifica;	2019

Tempistiche degli interventi prioritari

Principali opere autorizzate (2/4)

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzata	Decreto VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2015	Previsione completamento Opera principale ³⁸
Riduzione congestioni tra zone di mercato	Elettrodotto 380 kV "Villanova - Gissi" (Cod. 402-P)	2005	2005/2009	2009	2011	2012	2012	2013 ³⁹	-assegnati gli appalti ed aperti i cantieri con l'avvio delle attività in campo il 5 maggio 2014. -energizzati tratti di elettrodotto a fine 2015	2016
	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II (Cod. 502-P)	2003	2003/2006	2006	2009	2010	Campania: 2010 Puglia: 2011	2011	Entrata in servizio a giugno 2014 in assetto provvisorio	2014
	Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi": tratti aerei, S/E Sorgente, S/E Scilla e S/E Villafranca (Cod. 501-P)	2003	2003/2006	2006	2009	2009	2009	2010	SE di Scilla: completata SE di Sorgente: completata sezione GIS 380 kV SE di Villafranca: completata realizzazione muri di contenimento e dell'edificio prefabbricato per GIS 380 kV, in corso di completamento il montaggio del GIS 380 kV; in corso di completamento le opere civili di stazione ed il montaggio dell'edificio	2016

Tempistiche degli interventi prioritari

Principali opere autorizzate (3/4)

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzata	Decreto o VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2015	Previsione completamento Opera principale ¹
									kV.	
	Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi": tratto in cavo marino "Scilla - Villafranca" (Cod. 501-P)				NA	2008	Sicilia: 2008 Calabria: 2009	2009	Completate le fondazioni e il montaggio dei sostegni per l'elettrodotto 380 kV Villafranca – Sorgente, ad eccezione di alcuni sostegni nel comune di Villafranca Tirrena per opposizioni locali. Villafranca – Scilla tratto in cavo: concluse le attività di posa, protezione e prova della prima e seconda terna di cavi; Villafranca – Scilla tratto in galleria: in corso attività di scavo galleria di Favazzina	
	Elettrodotto 380 kV "Paternò - Pantano - Priolo": - cavo 380 KV "Priolo G. - Melilli" e	2006	2007/2008	2009	NA	2009	2010	2011	Melilli - Priolo: ultimata la progettazione esecutiva. Stazione Priolo: montaggio del nuovo impianto GIS 380 kV, in corso la posa dei nuovi cavi 380kV.	2016/2017

Tempistiche degli interventi prioritari

Principali opere autorizzate (4/4)

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzata	Decreto o VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzato e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2015	Previsione completamento Opera principale ¹
	opere connesse ² (Cod. 603-P)								Stazione Melilli: completati i collegamenti degli ATR 380/220kV ed alcune opere civili di finitura; in corso l'installazione dei servizi ausiliari	
Congestioni intrazonali	Elettrodotto 380 kV "Udine Ovest - Redipuglia" (Cod. 207-P)	2002	2002/2008	2008	2011	2012	2012	2013	<p>Ultimata la progettazione esecutiva della linea 380 kV</p> <p>- Completata la realizzazione dei due nuovi stalli linea 380 kV presso la SE di Udine Ovest</p> <p>- In realizzazione la nuova SE 380/220 kV di Udine Sud</p> <p>SOSPESO L'autorizzazione rilasciata in data 12.03.2013 è stata annullata per effetto della Sentenza del Consiglio di Stato del 23.07.2015</p>	

Tempistiche degli interventi prioritari





Principali opere in autorizzazione

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto VIA	Intesa Regione
Riduzione congestioni tra zone di mercato	Elettrodotto 380 kV "Calenzano - S. Benedetto del Querceto - Colunga" (Cod. 302-P)	2005	2005/2009	2009	2014	
	Elettrodotto 380 kV "Gissi - Larino - Foggia" (Cod. 402-P)	2007	2007/2011	2012	In esame VIA	
	Elettrodotto 380 kV "Montecorvino - Benevento" (Cod. 506-P)	2004	2004/2010 ¹	2010 ²	In esame VIA	2013
	Riassetto rete nord Calabria: Elettrodotto 380 kV "Laino - Altomonte" (Cod. 509-P)	2007	2007/2008	2010	Sospeso esame VIA ²	
	SE 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di FER nell'area tra Foggia e Benevento: elettrodotto 380 kV "Deliceto - Bisaccia" (Cod. 505-P)	2007	2007/2010	2012	2015	
	Elettrodotto 380 kV "Paternò - Pantano - Priolo" e opere connesse (Cod. 603-P)	2005	2005/2009	2010	2013	2012
Congestioni intrazonali	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia (Cod. 104-P)	2010	2010/2012	2013		
	Elettrodotto 380 kV "Chiaromonte Gulfi - Cimenna" (Cod. 604-P)	2004	2004/2010	2011	In esame VIA	

1. **Contesto di riferimento**
2. **Struttura e principali novità PdS**
3. **Principali evidenze sistema elettrico**
4. **Scenari evolutivi PdS**
5. **Esigenze di sviluppo PdS**
6. **Priorità di sviluppo**
7. **Risultati attesi PdS 2015**
8. **Quesiti ricevuti**

Risultati attesi PdS 2015

Benefici Elettrici

Riduzione vincoli produzione da rinnovabili	Sorgente – Rizziconi e 380 kV in Sicilia, rinforzi CS-CN, 380 kV Calenzano – Colunga, 380 kV Deliceto Bisaccia, raddoppio Adriatica 380 kV, rinforzi rete AT Mezzogiorno		5,5 GW di potenza liberata da FER
Riduzione congestioni interzonal	Interventi di sviluppo medio e lungo termine per incremento capacità di trasporto tra zone di mercato e poli limitati		Riduzione congestioni per circa 5 GW
Incremento capacità di scambio con l'estero	Frontiera Nord e Balcani		Incremento NTC fino a circa 5 GW*
Riduzione emissioni CO₂	Riduzioni perdite, incremento della produzione termoelettrica efficiente e di quella rinnovabili		Riduzione emissioni CO ₂ nell'ordine di circa 15 mln ton/year

* Compresi progetti *interconnector* (L. 99/2009)

1. **Contesto di riferimento**
2. **Struttura e principali novità PdS**
3. **Principali evidenze sistema elettrico**
4. **Scenari evolutivi PdS**
5. **Esigenze di sviluppo PdS**
6. **Priorità di sviluppo**
7. **Risultati attesi PdS 2015**

8. Quesiti ricevuti

Interconnector previsti dalla Legge 99/2009

Quesito

Il Piano di Sviluppo cita l'aumento della capacità di interconnessione associato agli interconnector ex legge 99/09 per complessivi 2500 MW. Si richiede a Terna una stima della capacità che si ipotizza si possa effettivamente realizzare nell'arco di piano, nonché di indicare eventuali progetti già inseriti nel Piano che si pensa possano essere finanziati con la normativa interconnector (ad esempio nel documento sull'avanzamento si cita l'ipotesi Montenegro al posto del Nord Africa).

Merchant Line

Quesito

In quale modo Terna intende gestire eventuali progetti merchant che si pongano in concorrenza rispetto ad interventi presenti sul Piano di Sviluppo?

HVDC Italia - Montenegro

Quesito

Come potrebbero modificarsi i valori alla base delle valutazioni economiche (costi di produzione, differenziali con l'estero, etc), tenendo conto del calo delle quotazioni del gas naturale e di conseguenza della riduzione attesa nei prezzi dell'energia in Italia nei prossimi anni? In particolare sarebbe interessante avere dato in più sull'interconnessione con il Montenegro: nel seminario del 25 settembre 2014 Terna aveva evidenziato come fosse stato ipotizzato un differenziale di 30 €/MWh per oltre 7000 ore di funzionamento; questi dati appaiono confermati anche nell'edizione 2015 del Piano; come potrebbero invece variare tenuto conto del mutato contesto di mercato?

HVDC Italia - Montenegro

Quesito

Le tempistiche per la realizzazione della nuova interconnessione con il Montenegro sono confermate?

Essenzialità

Quesito

L'elenco degli impianti essenziali per l'anno 2016 vede ancora la presenza di impianti in Sicilia, in particolare nell'area di Messina. Quali sono i fattori alla base di questa scelta? Nel Piano di Sviluppo 2015, in particolare, si chiarisce come le congestioni nell'area di Messina saranno superate con l'entrata in esercizio del nuovo elettrodotto Sorgente – Rizziconi, prevista per il prossimo mese di giugno: questa assunzione è ancora valida, oppure permangono ancora criticità che richiedono ulteriori interventi e che giustificano, quindi, il mantenimento in essere del regime di essenzialità anche post cavo?

Sistemi di accumulo

Quesito

Con la delibera 288/12 l'Autorità aveva previsto l'invio di una relazione finale sui sistemi di accumulo entro dicembre 2014; successivamente, e fino alla durata convenzionale di tali cespiti, Terna avrebbe dovuto inviare una relazione con cadenza annuale. Dato che i primi sistemi di accumulo sono entrati in esercizio solamente a fine del 2014, si richiede con quali tempistiche saranno presentate le relazioni finali sulla sperimentazione?

Procedura dei limiti di scambio

Quesito

Il piano di sviluppo descrive uno scenario caratterizzato da un ulteriore significativo incremento della generazione distribuita e gli interventi sulla rete che si renderanno necessari sia per garantire la sostenibilità di tale sviluppo che per garantire il processo di integrazione con i mercati Europei, tutti fattori che, nel complesso, incideranno inevitabilmente sui flussi interzonalì ed intrazonali. Alla luce di tali cambiamenti saranno apportate modifiche alla “procedura per la definizione dei limiti di transito”? Eventualmente in quali aspetti della procedura (dati di ingresso, criteri di calcolo, ecc..)?

Scenari di riferimento

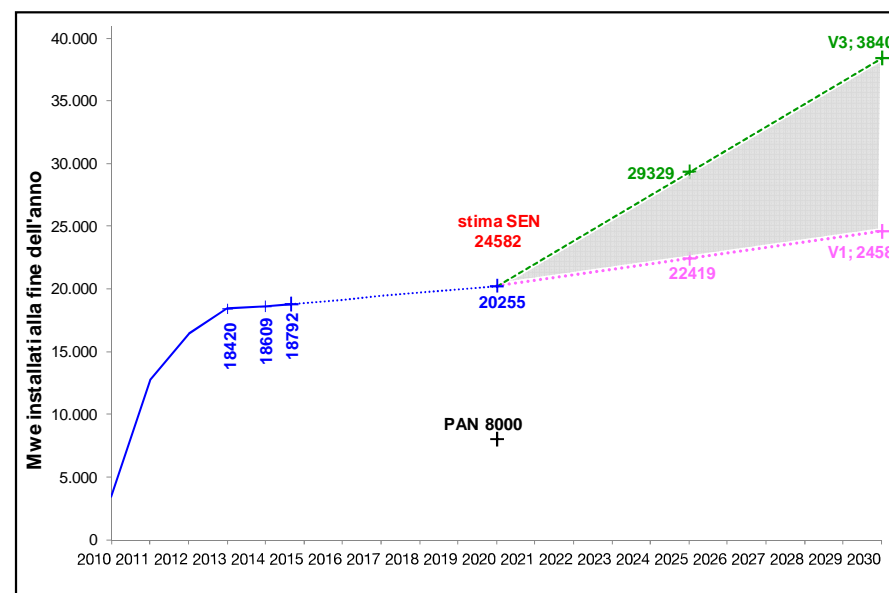
Quesito

Lo scenario descritto da TERNA porta uno sviluppo rilevante di fotovoltaico (23 GW nel medio periodo, 29,7 GW nel lungo periodo), dato estremamente sfidante (in considerazione della sostanziale assenza di incentivi) che rappresenta uno dei driver più importanti del piano di interventi sulla rete. E' possibile pubblicare nell'ambito del PDS in discussione gli input e le argomentazioni a sostegno di tale significativo sviluppo stimato da TERNA?

Il piano di sviluppo, nel capitolo scenari di riferimento, già riporta i dati di input e la metodologia alla base della stima dello scenario di riferimento di crescita della capacità rinnovabile in particolare sono riportati i driver che guidano le previsioni di crescita (adempimenti normativi, grid parity, richieste in corso)

Il Piano di Sviluppo 2016 ulteriormente inserisce nuovi elementi esplicativi ed un sostanziale allineamento degli scenari di sviluppo nazionali con quelli previsti in ambito europeo.

Si riporta di seguito la sintesi dell'approccio autorizzato.



Remunerazione della Capacità

Quesito

Per quali motivi nel capitolo “principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati” non viene considerato il tema della remunerazione della capacità (elemento di scenario che non potrà no non produrre effetti sul sistema)? Pur in vista della decisione della CE sul tema, sarebbe plausibile inserire tale elemento di scenario nel PDS in discussione?

Stime del fabbisogno

Quesito

In considerazione del carattere programmatico e di analisi prospettica che il PDS ricopre, sarebbe utile prevedere (ad es. nel paragrafo Analisi Costi benefici) una sezione dedicata alle stime del fabbisogno di riserva, di bilanciamento e di servizi ancillari in generale, accompagnata dalla visione di TERNA quali possano essere in futuro gli strumenti più idonei a sopperire a tale crescente fabbisogno (es: back-up termoelettrico, impianti flessibili, stoccaggi, ecc). E' plausibile che tale integrazione venga effettuata già all'interno del PDS in discussione?

Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale

QUESTO DOCUMENTO È STATO PREDISPOSTO DA TERNA S.P.A. (DI SEGUITO LA “SOCIETÀ”) AL SOLO SCOPO DI FORNIRE UNA RAPPRESENTAZIONE SINTETICA DEI CONTENUTI DEI PIANI DI SVILUPPO 2013 E 2014.

LE INFORMAZIONI CONTENUTE NEL PRESENTE MATERIALE E NEGLI ALTRI DOCUMENTI EVENTUALMENTE DISCUSSI DURANTE LA PRESENTAZIONE DEI PIANI DI SVILUPPO 2013 E 2014 POSSONO CONTENERE DICHIARAZIONI PREVISIONALI CHE NON COSTITUISCONO IN ALCUN MODO FATTI STORICI, INCLUSE LE STIME DI ENERGIA, I TREND DI CRESCITA NONCHE’ LE DICHIARAZIONI SULLE ASPETTATIVE DELLA SOCIETÀ.

IL CONTENUTO DEL PRESENTE DOCUMENTO HA CARATTERE MERAMENTE INFORMATIVO. LE INFORMAZIONI E DICHIARAZIONI IN ESSO CONTENUTE SONO BASATE SUI PIANI, STIME, PROIEZIONI E PROGETTI E NON POSSONO ESSERE IN ALCUN MODO INTERPRETATE COME DICHIARAZIONI DI IMPEGNO E/O GARANZIA DI REALIZZAZIONE DEGLI STESSI, NÉ TERNA PUO’ ESSERE RESPONSABILE PER DECISIONI PRESE SULLA BASE DI TALI INFORMAZIONI.

IN NESSUN CASO TALE DOCUMENTO PUÒ ESSERE INTERPRETATO COME UN’OFFERTA O INVITO A VENDERE O ACQUISTARE QUALSIASI TITOLO EMESSE DALLA SOCIETÀ O DA SUE CONTROLLATE NE’ LE INFORMAZIONI IN ESSO CONTENUTE COSTITUISCONO O POSSONO ESSERE INTERPRETATE COME SOLLECITAZIONI ALL’INVESTIMENTO.

NÉ LA SOCIETÀ NÉ ALCUNO DEI SUOI RAPPRESENTANTI SI ASSUME ALCUNA RESPONSABILITÀ IN QUALSIASI MODO DERIVANTE DALL’USO DI QUESTO DOCUMENTO O DEI SUOI CONTENUTI O CHE COMUNQUE POSSA DERIVARE IN CONNESSIONE CON LO STESSO O CON QUALSIASI MATERIALE RICHIAMATO DURANTE LA PRESENTAZIONE.