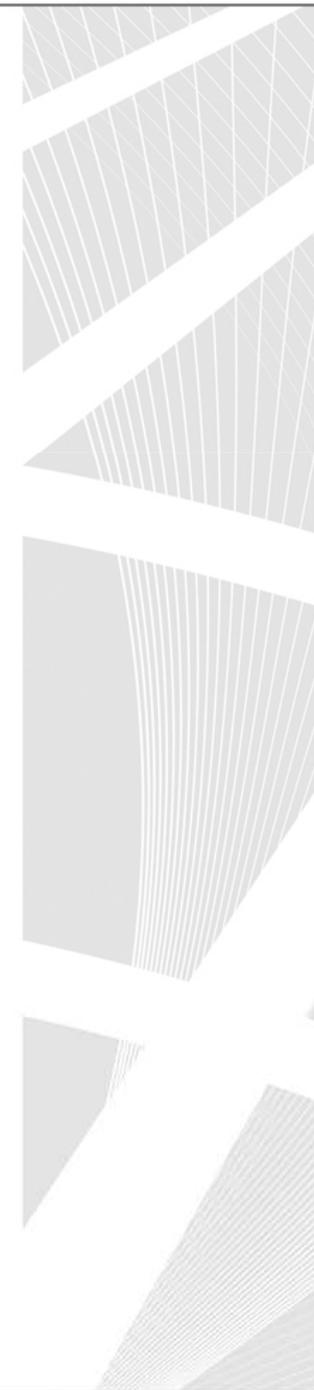


Piano di Sviluppo 2016

Consultazione pubblica edizione 2016 del PdS

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

Roma, 15 Giugno 2016



Indice

- 1. Normativa di riferimento e stato approvazione PdS**
2. La struttura del PdS 2016
3. Principali evidenze dei mercati
4. Scenari evolutivi
5. Avanzamento piani precedenti
6. PdS 2016, nuovi interventi
7. Risultati attesi PdS 2016

Normativa di riferimento

Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento ⁽¹⁾

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

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

D.lgs. n. 93/2011 ⁽²⁾

- **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).**

Normativa di riferimento

La procedura di VAS

Procedura VAS (Valutazione Ambientale Strategica) istituita per i piani e i programmi che possono avere effetti significativi sull'ambiente:

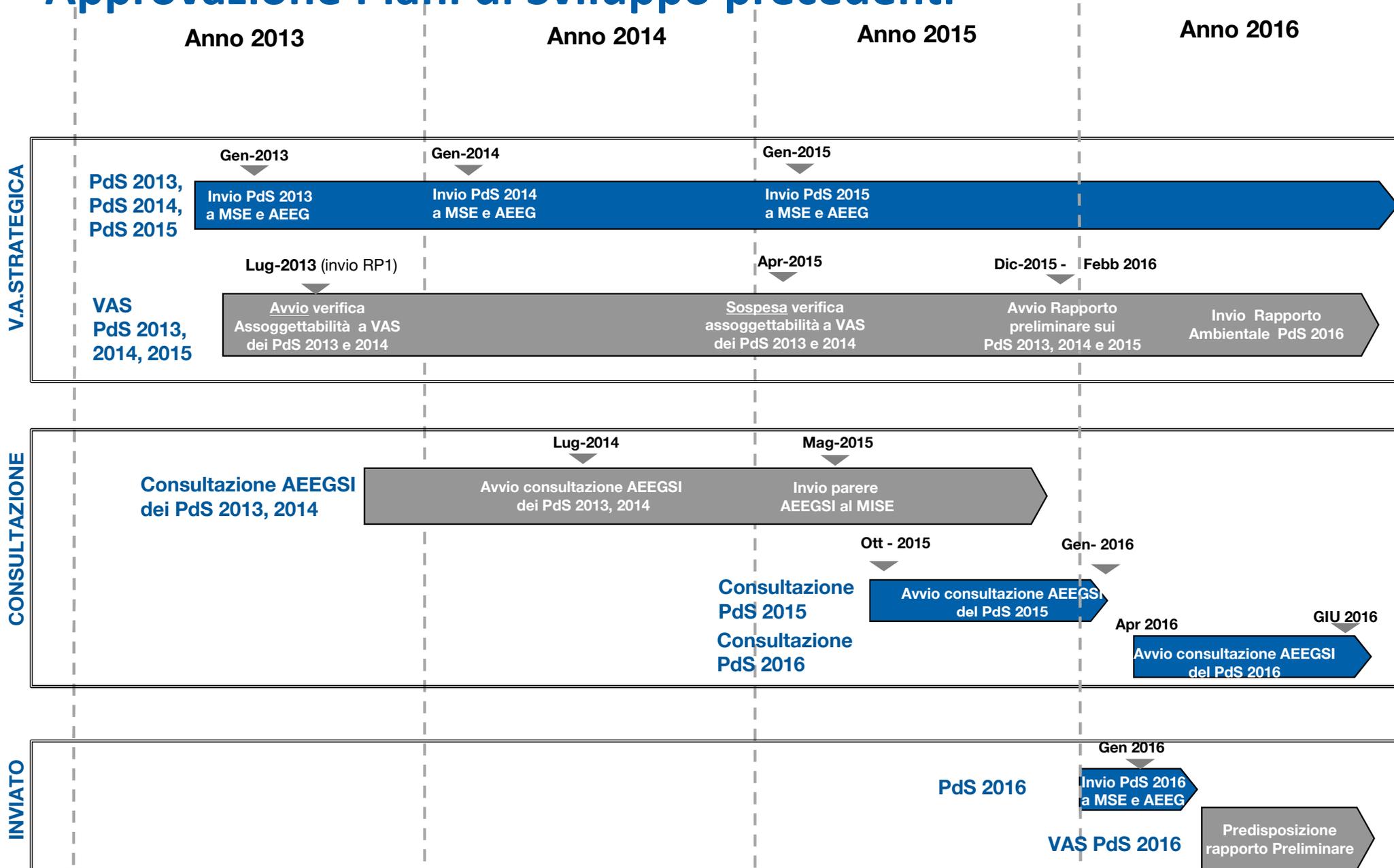
- **Direttiva comunitaria 2001/42/CE:** istitutiva della VAS
- **Decreto legislativo n. 152/2006:** normativa italiana di recepimento della Dir. 2001/42/CE
- **Decreto legislativo n. 4/2008:** ulteriori disposizioni correttive ed integrative del d.lgs. 152/2006
- **Decreto legislativo n. 128/2010:** 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.”



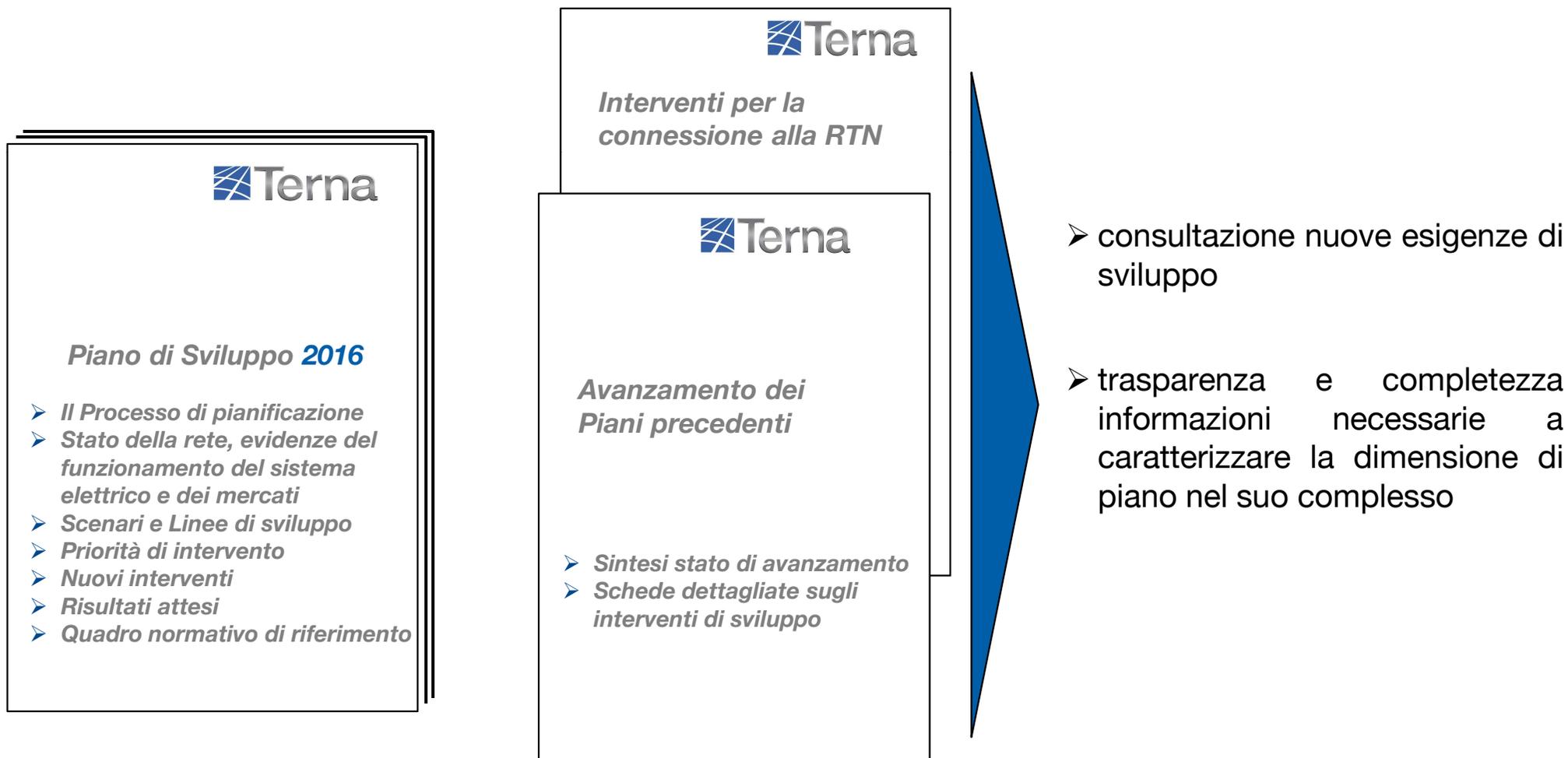
Approvazione Piani di Sviluppo precedenti



Indice

1. Normativa di riferimento e stato approvazione PdS
- 2. La struttura del PdS 2016**
3. Principali evidenze del sistema elettrico
4. Scenari evolutivi
5. Avanzamento piani precedenti
6. PdS 2016, nuovi interventi
7. Risultati attesi PdS 2016

Il Piano di Sviluppo 2016



Il PdS 2016 ed il rapporto Avanzamento dei Piani precedenti

- Il **PdS** fornisce quanto necessario per definire esigenze e soluzioni di intervento:
 - **processo di pianificazione** della RTN (cap.1)
 - **Esigenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati** (cap.2)
 - **scenari** di riferimento (cap.3)
 - **esigenze** di sviluppo individuate nell'orizzonte di Piano (cap.4)
 - Infrastrutture di rete per la **produzione FRNP** (cap.5)
 - **Interventi Previsti** nel PdS 2016
 - **Priorità e risultati** attesi dall'implementazione del Piano (cap.7).

- Il rapporto **Avanzamento dei Piani precedenti** fornisce per ciascun intervento 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 2016

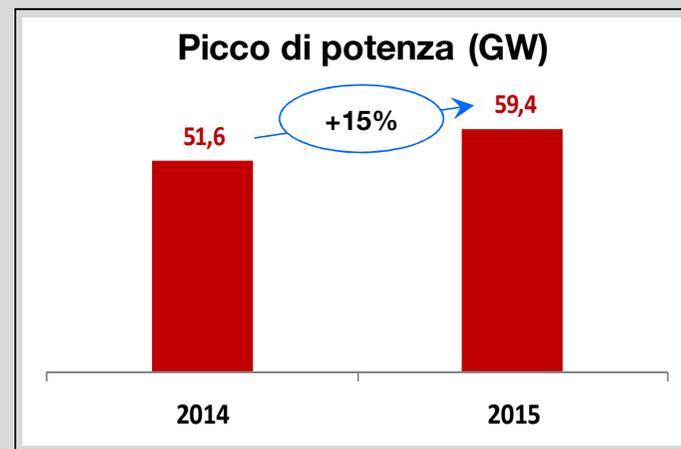
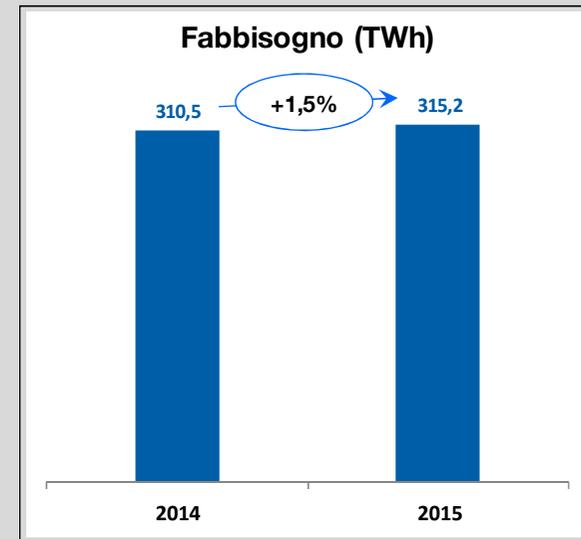
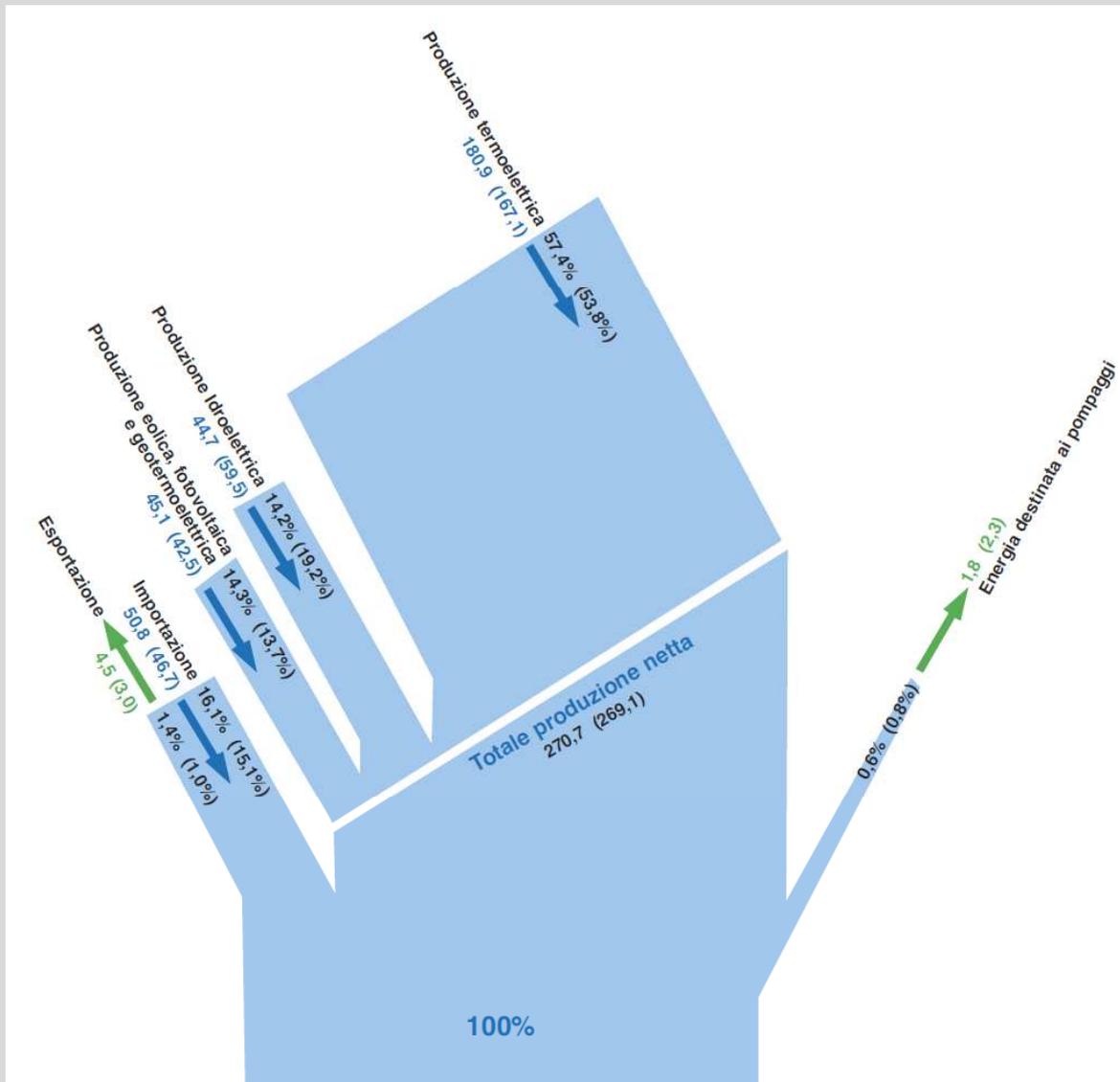
Schema edizione 2016

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
<u>Descrizione intervento</u> [testo]					
<u>Interdipendenze o correlazione</u>					
<u>con altre opere</u> [testo]			<u>da accordi con terzi</u> [testo]		
<u>Stato avanzamento</u>					
<u>Opere principali</u>					
<u>Opera</u>	<u>Avvio autorizzazione e/o altre attività</u>	<u>Avvio realizzazione</u>	<u>Completamento</u>	<u>Note</u>	
Nome	data	data	data		
<u>Opere accessorie</u>					
<u>Opera</u>	<u>Avvio autorizzazione e/o altre attività</u>	<u>Avvio realizzazione</u>	<u>Completamento</u>	<u>Note</u>	
Nome	data	data	data		
<u>Sintesi Analisi Costi Benefici</u>					
<u>IP/VAN</u> [indice/valore]	<u>Investimento</u> [indice o valore]	[testo]	<u>Benefici</u>		
<u>Schema rete (se presente)</u>					

Indice

1. Normativa di riferimento e stato approvazione PdS
2. La struttura del PdS 2016
- 3. Principali evidenze del sistema elettrico**
4. Scenari evolutivi
5. Avanzamento piani precedenti
6. PdS 2016, nuovi interventi
7. Risultati attesi PdS 2016

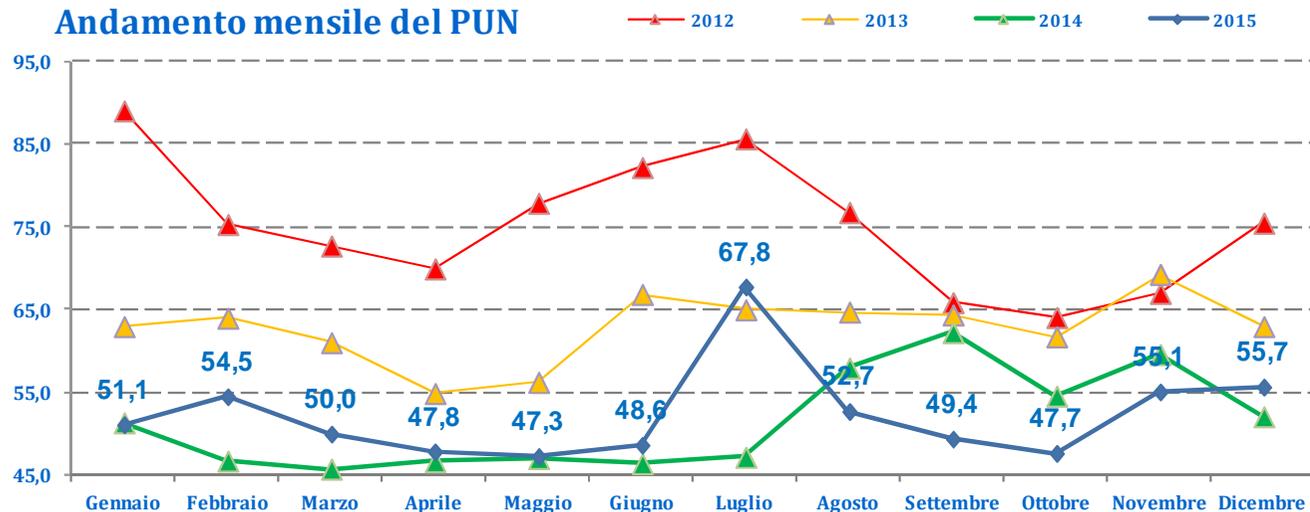
Dati energetici 2015



Principali evidenze Mercato dell'Energia

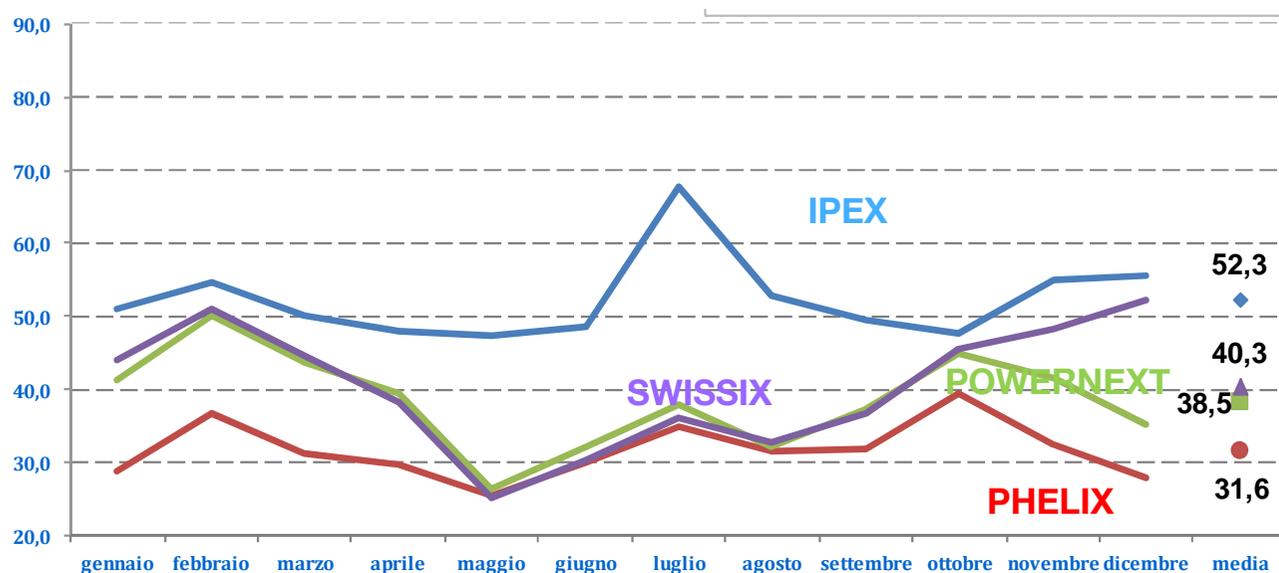
Confronto PUN anni 2014-2015 e borse estere 2015

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).

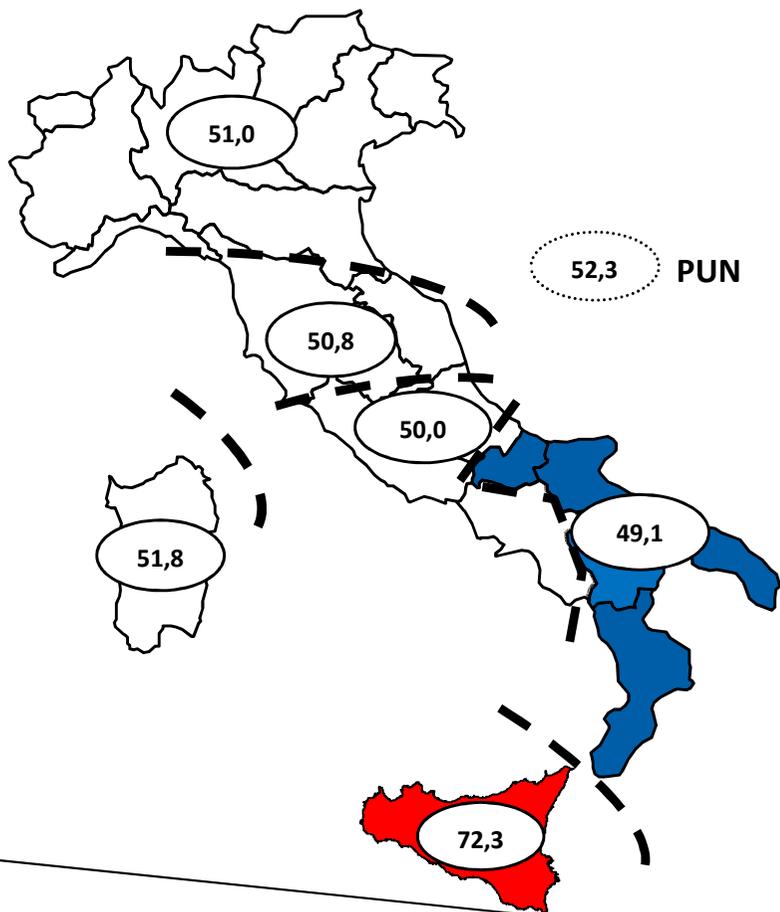
MGP: Luglio 2014-Giugno 2015 vs periodo precedente

▪ Luglio 2014 – Giugno 2015 (€/MWh)

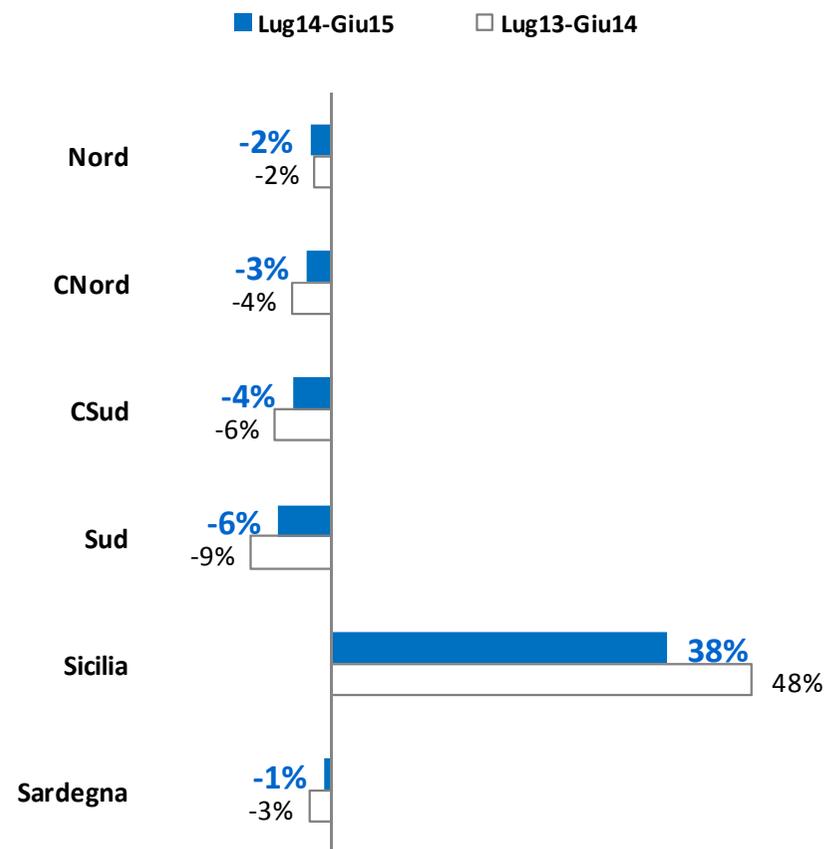
Prezzi zonalì in €/MWh ■ -3 PUN +20 ■

< PUN >

Sezione critica

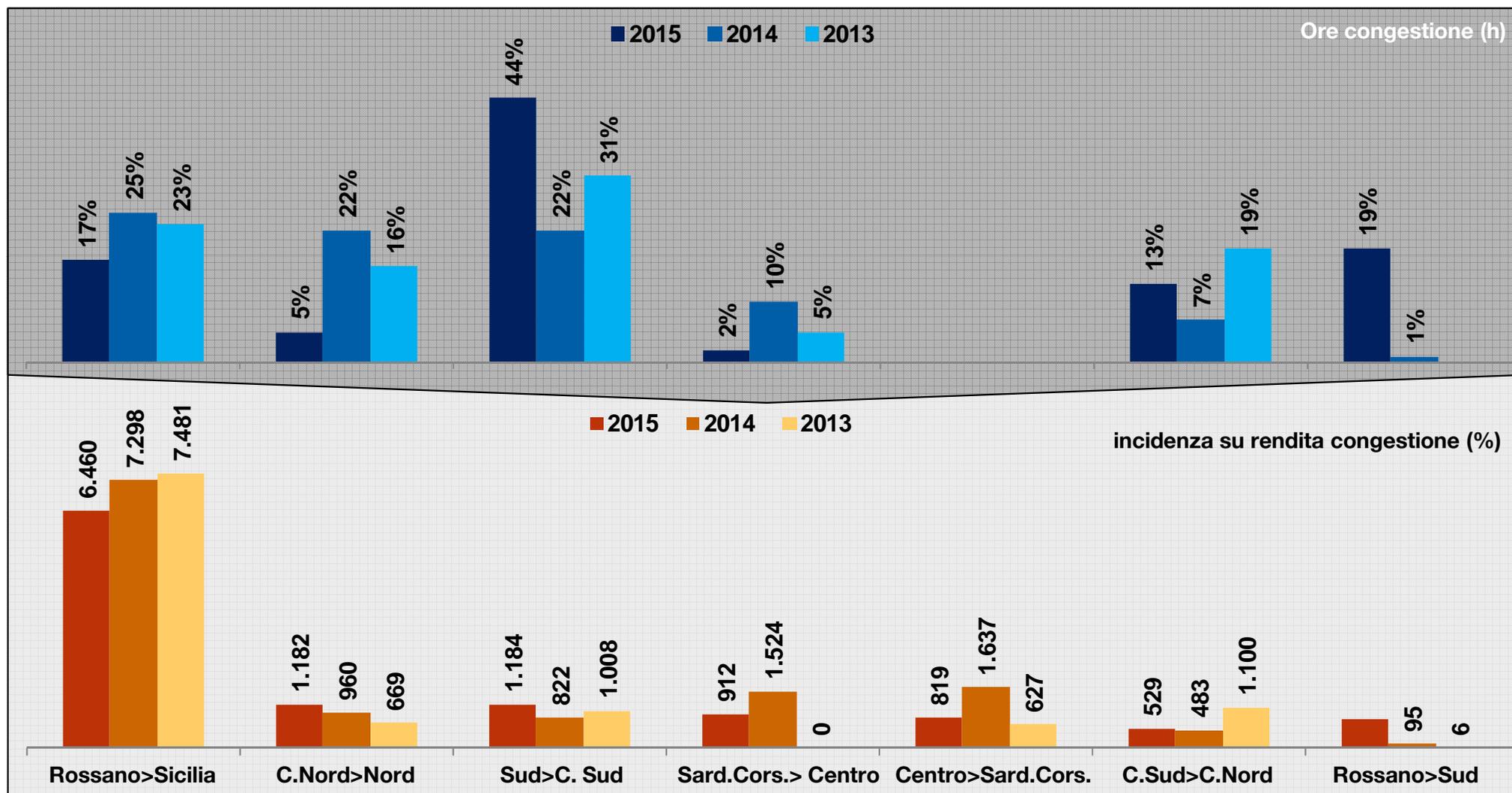


▪ Confronto prezzo zonale/PUN (%) vs. periodo precedente



▪ Riduzione nel 2015 del prezzo zona Sicilia/PUN

Congestioni tra zone di mercato negli ultimi tre anni



- Nel 2015 incremento rendita congestione su sezione Sud – Centro Sud rispetto al 2014 e 2013;
- Riduzione rendita da congestione sulla sezione Nord – Centro Nord dovuto alla diminuzione dei prezzi di offerta in MGP nonostante un incremento del 23% della rendita da congestione

Indice

1. Normativa di riferimento e stato approvazione PdS
2. La struttura del PdS 2016
3. Principali evidenze del sistema elettrico
- 4. Scenari evolutivi**
5. Avanzamento piani precedenti
6. PdS 2016, nuovi interventi
7. Risultati attesi PdS 2016

Scenari evolutivi domanda e offerta PdS 2016

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 minori rispetto agli obiettivi SEN 2020 (produzione da FER fino a 120-130 TWh, di cui 30 TWh da PV)
- Non prevista crescita capacità termoelettrica convenzionale (sottoutilizzo impianti nuovi e *decommissioning* impianti obsoleti)

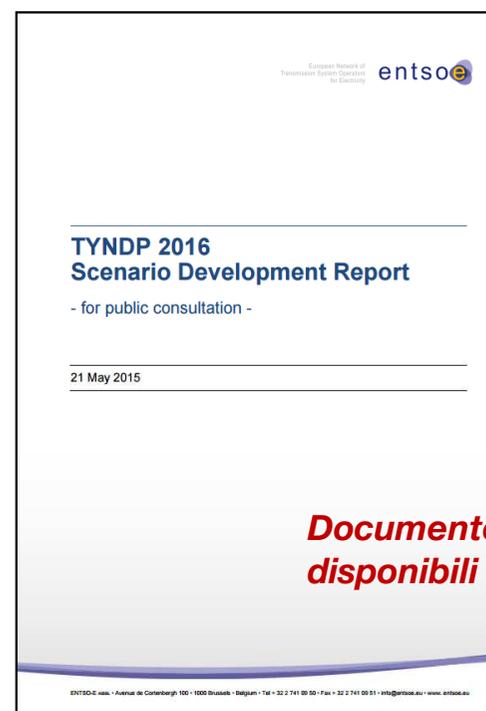
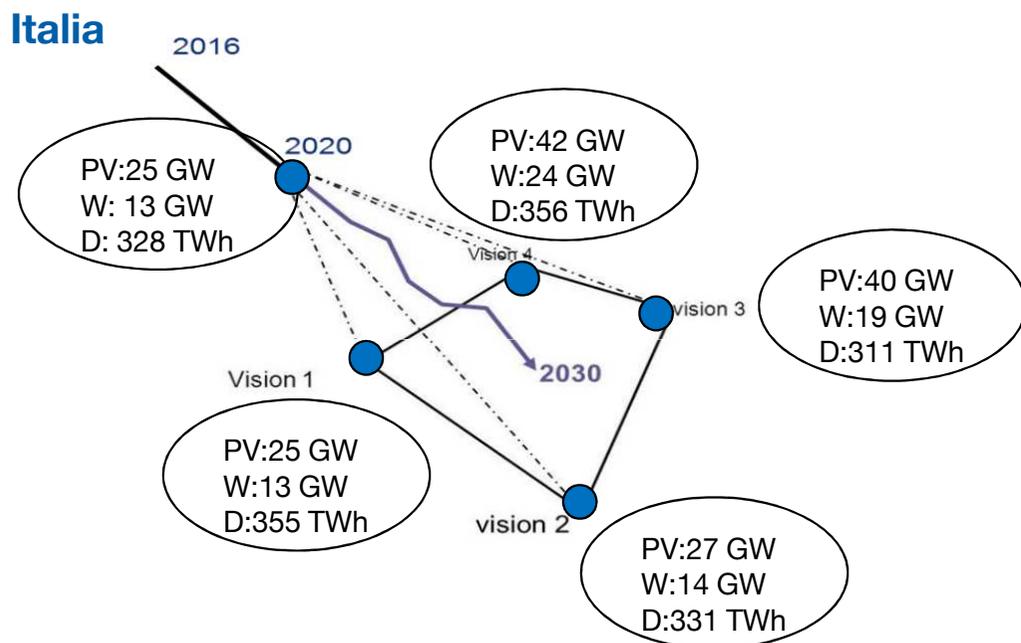
Domanda elettrica

- Incremento della domanda il 1,5% rispetto valori del corrispondente periodo dell'anno precedente
- Si conferma il trend della punta estiva maggiore di quella invernale

Costruzione di scenari di medio e lungo periodo

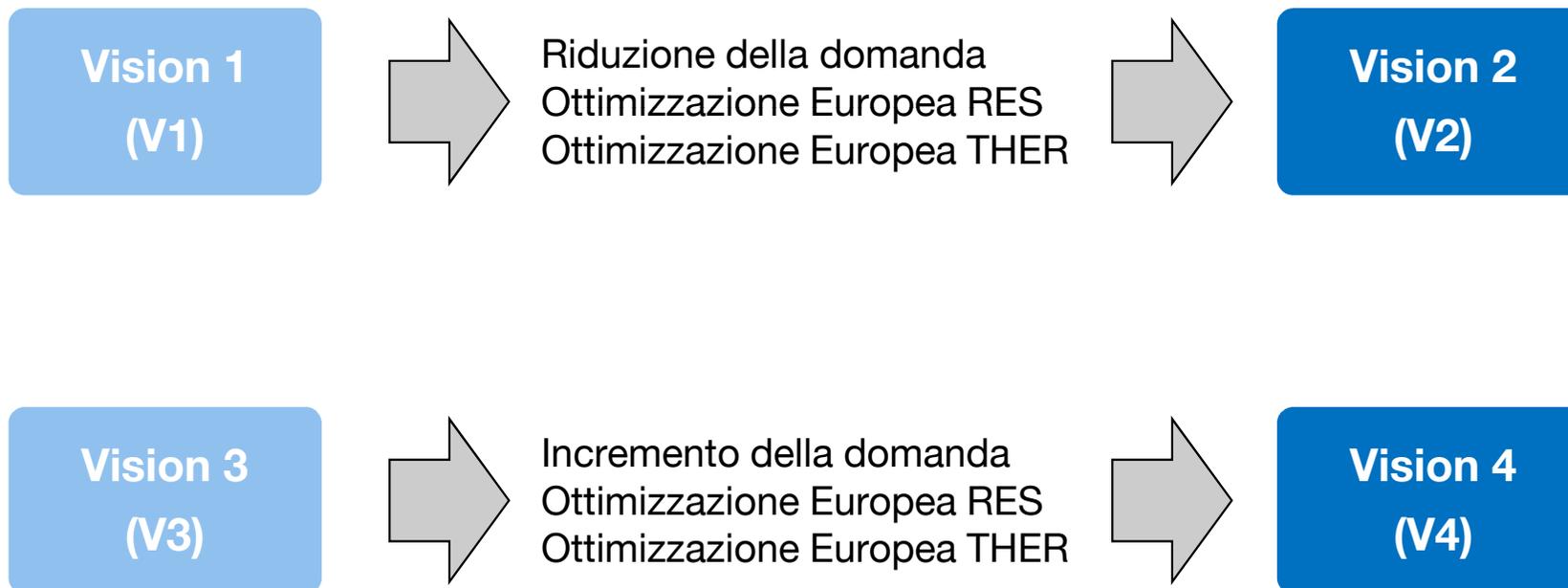
Lo sviluppo degli scenari in ambito Europeo (ENTSO-E)

- Entso-e indica per il prossimo Piano di Sviluppo Europeo (TYNDP 2016) uno scenario di medio termine (Expected Progress 2020) e quattro scenari di lungo periodo (2030 Visions) per descrivere l'evoluzione del sistema elettrico nei prossimi anni
- In particolare, le Vision 1 «Slowest progress» e 3 «National green Transition» sono costruite con approccio bottom-up a partire dai dati oggi a disposizione dei TSO
- Mentre, le Vision 2 «Constrained progress» e 4 «European green Revolution» sono costruite con approccio top-down a partire dagli obiettivi definiti dalle politiche energetiche europee (roadmap 2050 – riduzione emissioni CO₂ del 80-95% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2050) e attraverso una metodologia sviluppata in ambito ENTSO-E e sottoposta a consultazione pubblica



Costruzione di scenari di medio e lungo periodo

Ipotesi scenario fotovoltaico e altre FER (ENTSO-E)



Costruiti sulla base delle indicazioni fornite dai gestori di rete

Modificati e ottimizzati coerentemente con una visione "Europea"

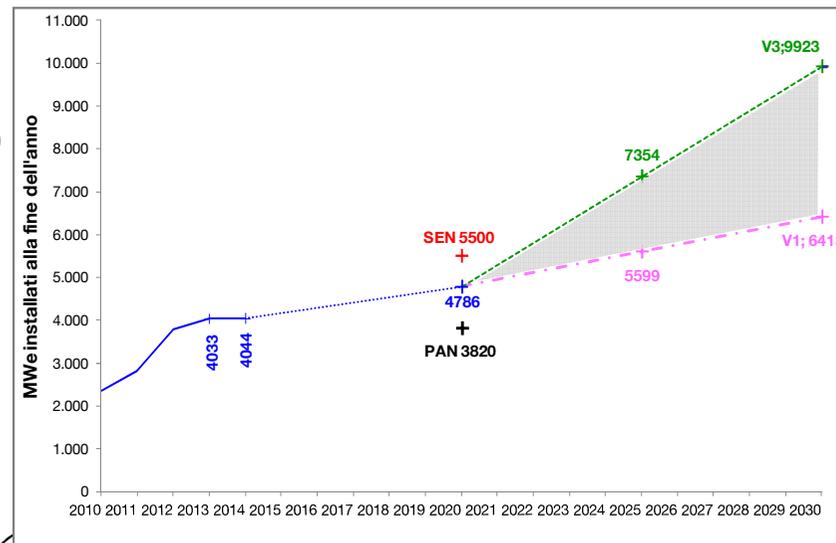
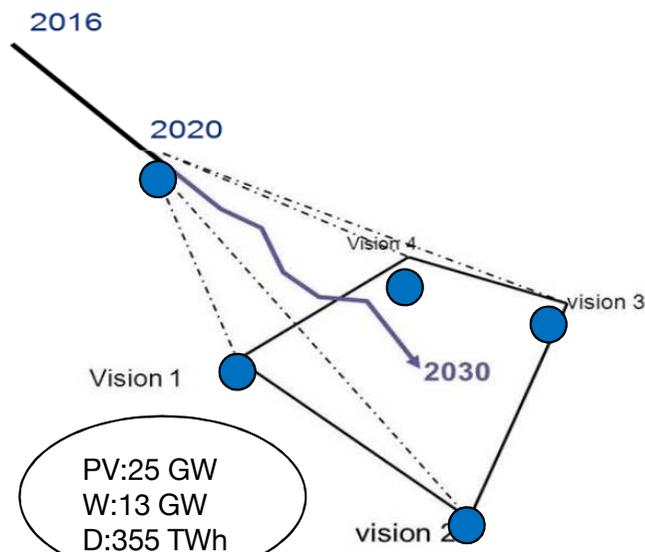
Scenari Energie Rinnovabili

Ipotesi scenario fotovoltaico e altre FER (ENTSO-E)

	2015	Medio Termine	Lungo Termine
FV	Gaudì + trend 2015	Fattibilità grid parity	Visions 1 e 3 Scenari ENTSO-E per TYNDP2016
Altre FER	Gaudì o dato statistico Terna + DM 6 Luglio 2012	Bozza nuovo decreto RES non PV+ Autorizzati	Visions 1 e 3 Scenari ENTSO-E per TYNDP2016

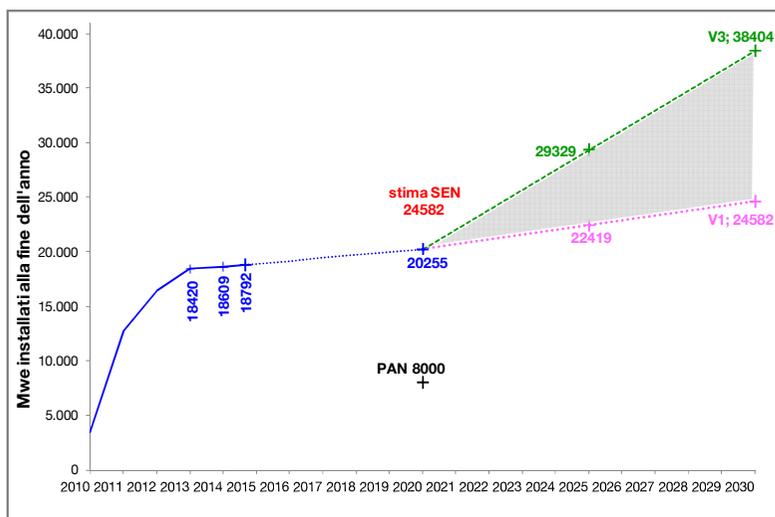
Scenari Energie Rinnovabili

Coerenza con scenari lungo termine Entso-e

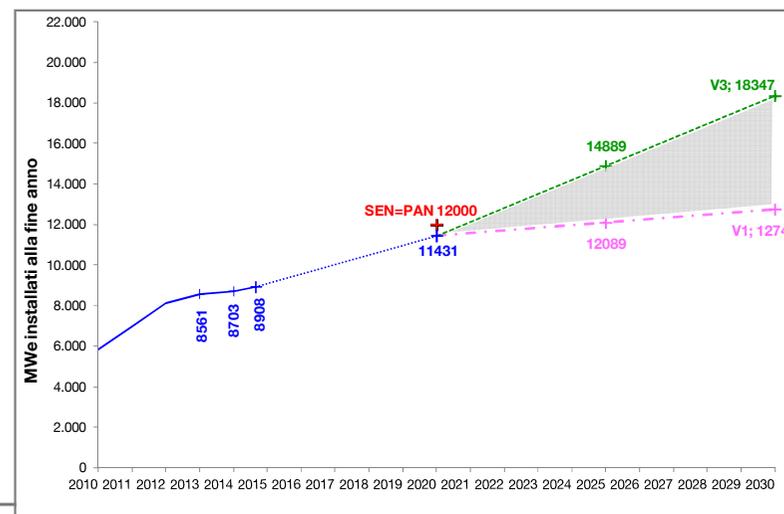


PV:40 GW
W:19 GW
D:311 TWh

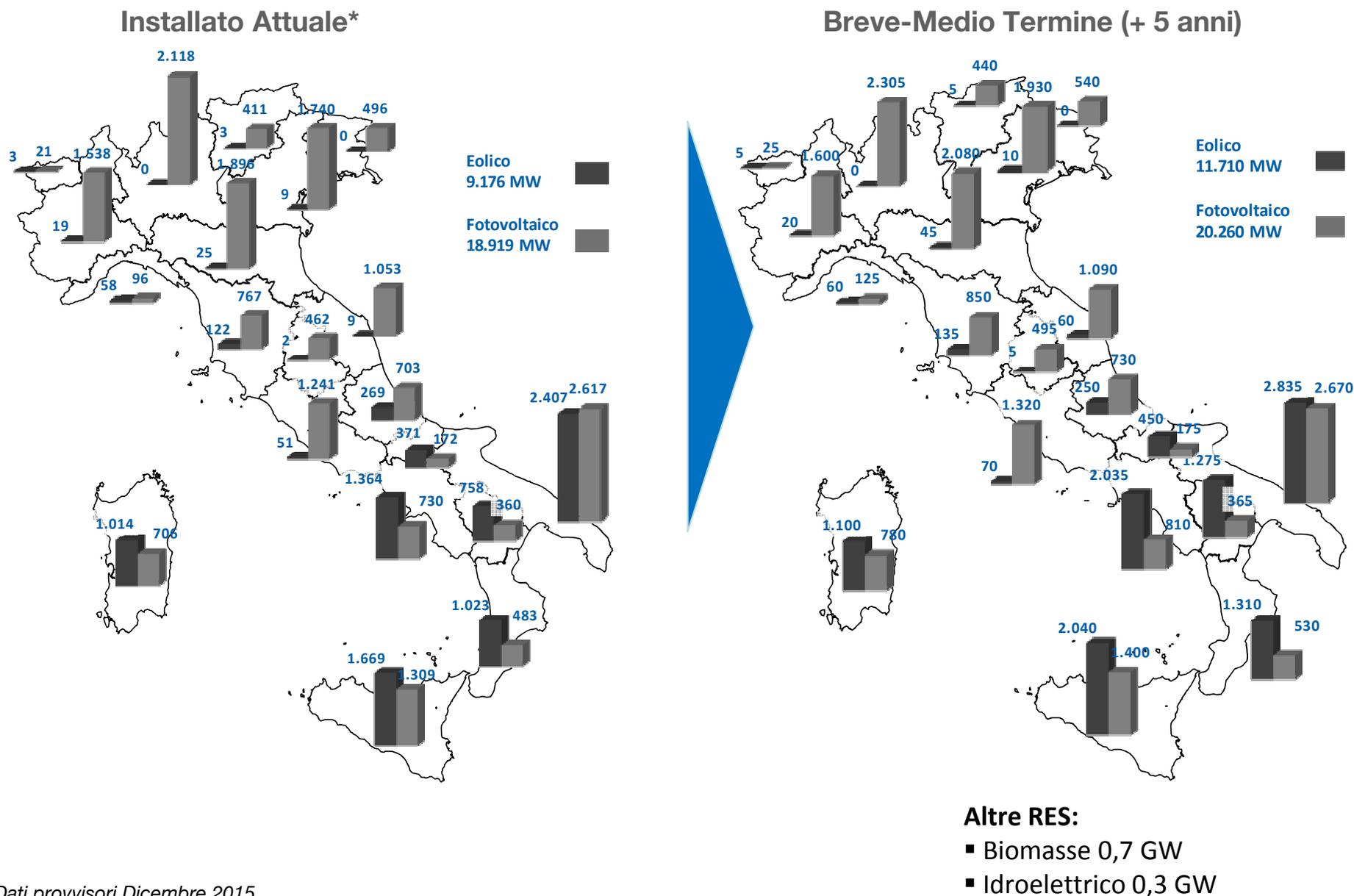
Scenario Fotovoltaico



Scenario Eolico on shore

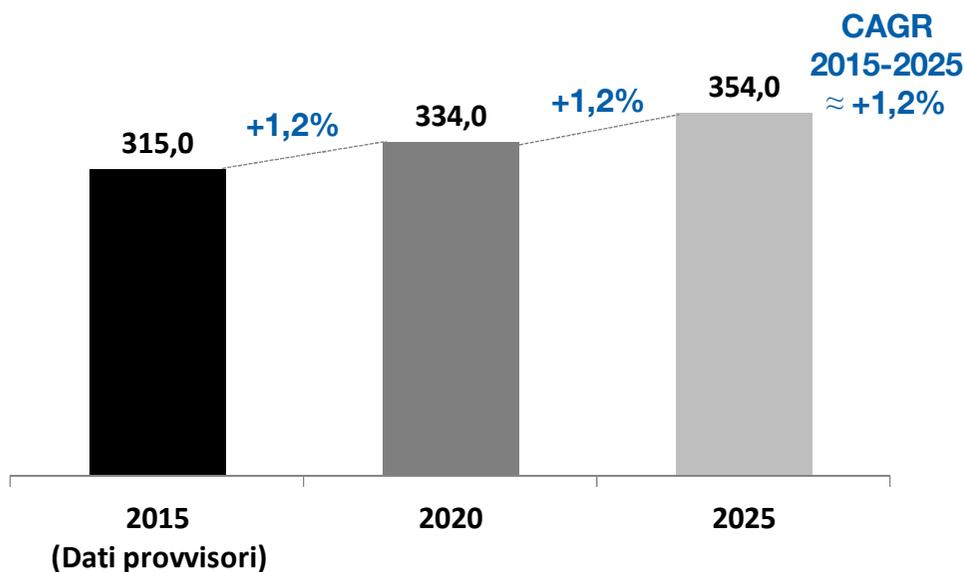


Previsione Terna - Scenari Energie Rinnovabili

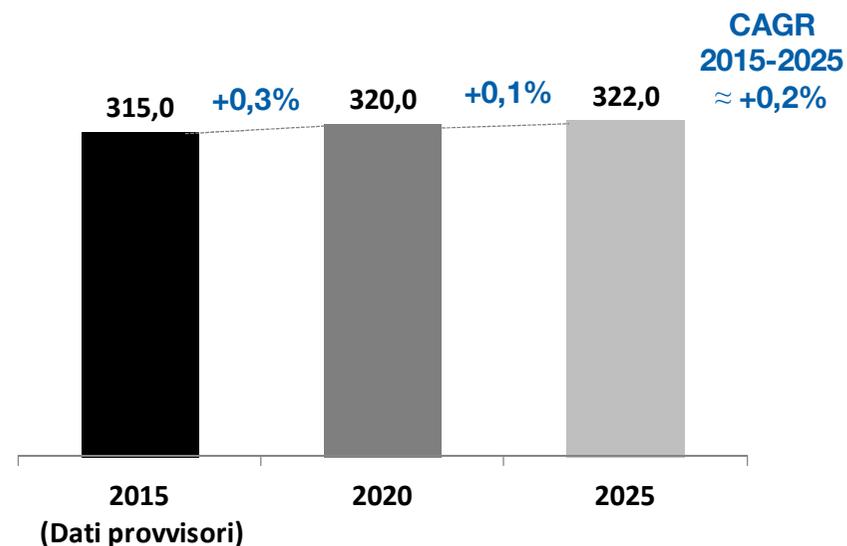


Previsione Terna - Scenario evolutivo della domanda (medio/lungo termine)

Di sviluppo, in energia (TWh)



Di base, in energia (TWh)



Di sviluppo, in potenza (MW)

Anno	Potenza
2014/2015	59.353 MW
2020 ipotesi bassa/alta	62/65 GW
2025 ipotesi bassa/alta	63/69GW

Di base, in potenza (MW)

Anno	Potenza
2014/2015	59.353 MW
2020 ipotesi bassa/alta	55/60 GW
2025 ipotesi bassa/alta	56/60 GW

Indice

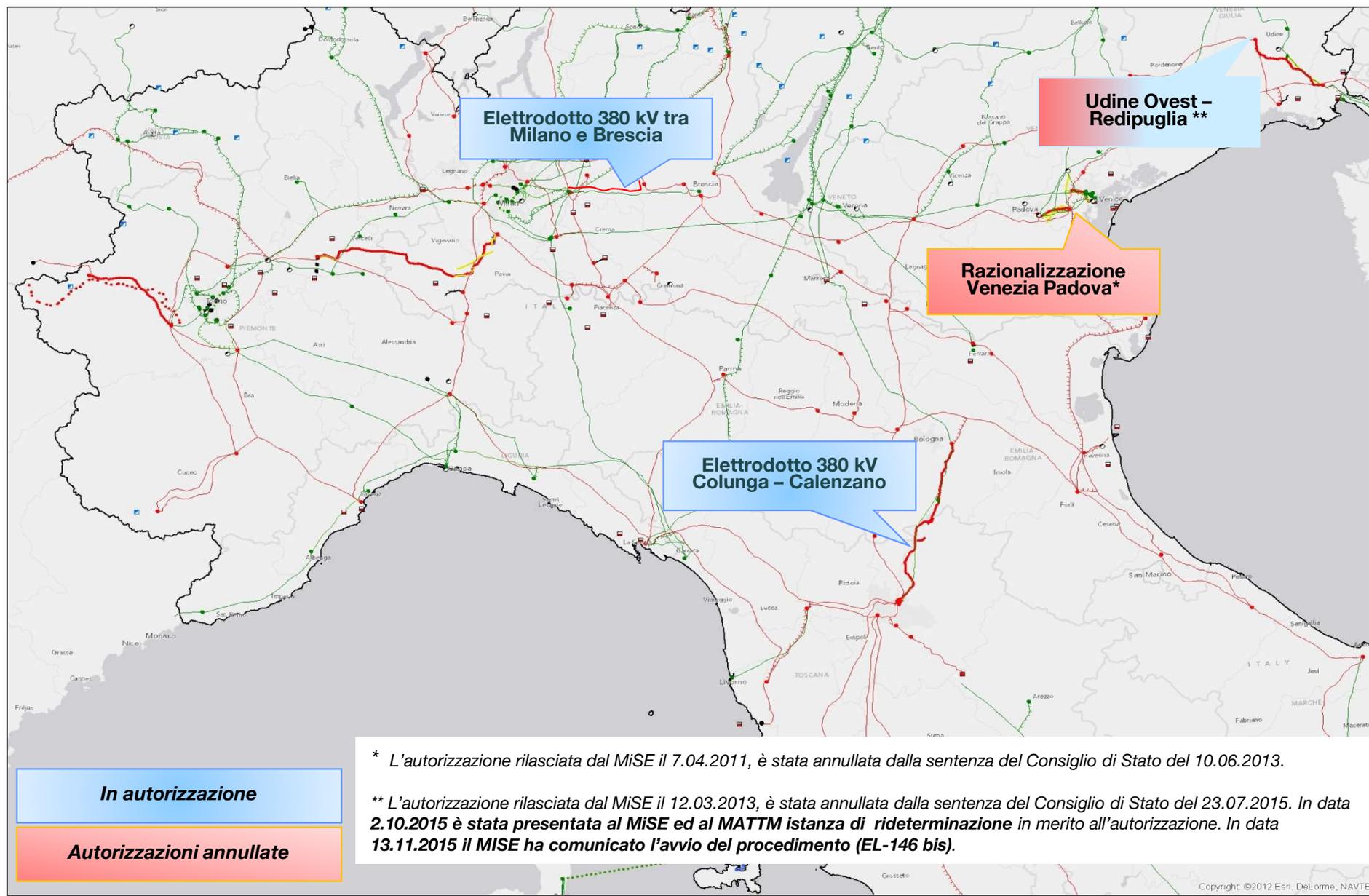
1. Normativa di riferimento e stato approvazione PdS
2. La struttura del PdS 2016
3. Principali evidenze del sistema elettrico
4. Scenari evolutivi
- 5. Avanzamento piani precedenti**
6. PdS 2016, nuovi interventi
7. Risultati attesi PdS 2016

Avanzamento piani precedenti

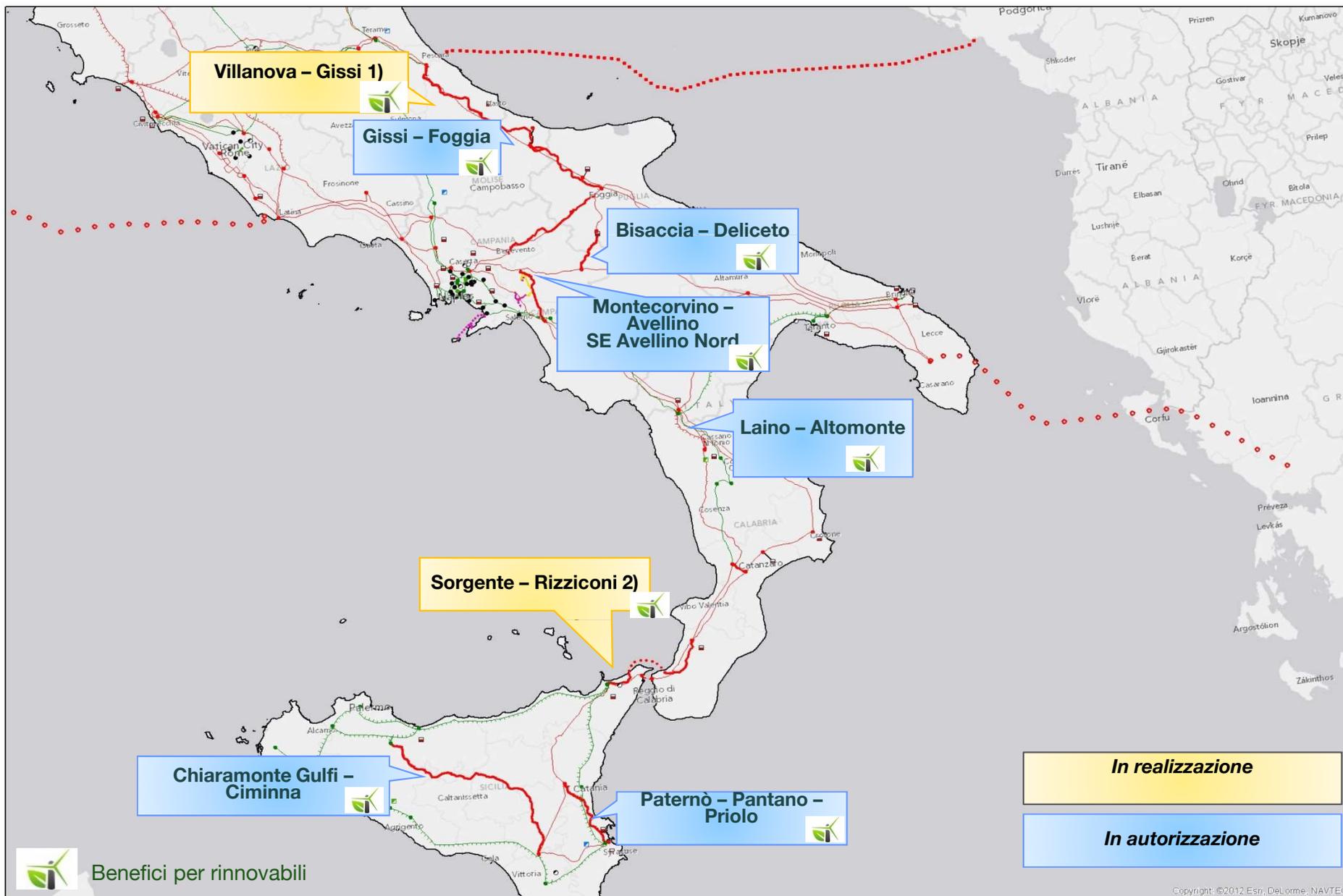
Classificazione degli interventi di sviluppo RTN per finalità principale

Capacità di interconnessione	Interventi di sviluppo volti ad incrementare la capacità di interconnessione sulle frontiere elettriche con l'estero, che hanno l'obiettivo principale di ridurre i costi di approvvigionamento incrementando gli scambi di energia elettrico.
Congestione tra zone di mercato	Interventi di sviluppo volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato che contribuiscono alla maggiore competitività sul mercato elettrico per il pieno sfruttamento della capacità produttiva più efficiente compresa quella da fonte rinnovabile
Congestioni intrazonali	Interventi di sviluppo volti a ridurre le congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva , che consentono il pieno sfruttamento della capacità produttiva efficiente da fonte convenzionale e/o rinnovabile.
Aree metropolitane	Interventi di sviluppo rete nelle aree metropolitane
Sicurezza e Qualità	Interventi di sviluppo per la sicurezza di esercizio e la qualità del servizio

Principali opere risoluzione cong. zone di mercato e intrazonali



Principali opere risoluzione cong. zone di mercato e intrazonali



Indice

1. Normativa di riferimento e stato approvazione PdS
2. La struttura del PdS 2016
3. Principali evidenze del sistema elettrico
4. Scenari evolutivi
5. Avanzamento piani precedenti
- 6. PdS 2016, nuovi interventi**
7. Risultati attesi PdS 2016

Nuovi interventi PdS 2016 su perimetro RTN (ex rete FSI)

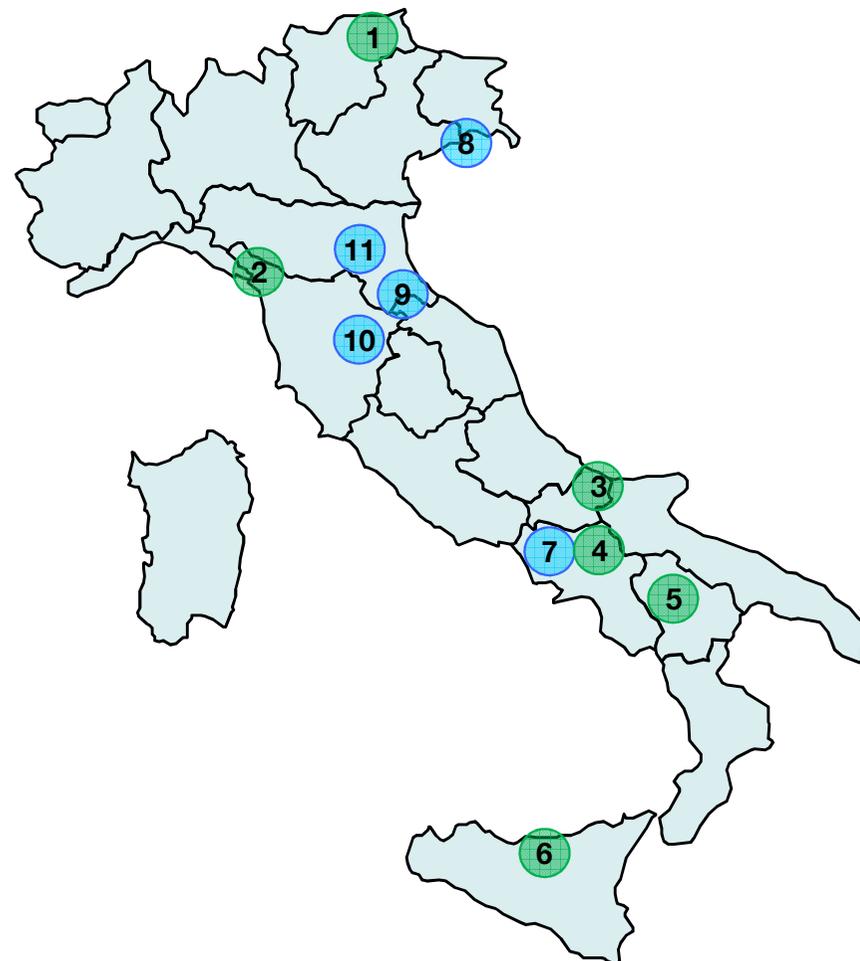
Totale nuovi investimenti circa 180 Mln€

Interventi per Integrazione RES

1. Direttrice 132 kV Terme di Brennero – Bolzano FS
2. Direttrice 132 kV Pontremoli FS – Borgotaro FS – Berceto FS
3. Direttrice 150 kV “SE Foggia – SSE Termoli FS”
4. Nuovo elettrodotto 150 kV “SSE Benevento FS – CP Benevento Ind.”
5. Interventi AT tra Potenza e Matera
6. Direttrice 150 kV “SE Caracoli – SSE Furnari FS”

Sicurezza, qualità congestioni locali

7. Interventi AT tra Napoli e Caserta
8. Direttrice 132 kV Opicina FS – Redipuglia
9. Direttrice 132 kV Talamello – Subbiano all.
10. Direttrice 132 kV Pian della Speranza – Subbiano all.
11. Direttrice 132 kV Colunga CP – Beverara RFI – Grizzana RFI



Nuovi interventi PdS 2016 su perimetro RTN (ex rete FSI)

Area Nord Est

n. intervento	descrizione	finalità
1	Integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Terme di Brennero e Bolzano FS, opportunamente adeguata anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni. Similmente potranno essere studiati interventi di magliatura della RTN anche a Sud di Bolzano.	<ul style="list-style-type: none"> • maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete • maggiore potenza rinnovabile liberata
2	Integrazioni con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Pontremoli FS – Borgotaro FS – Berceto FS , opportunamente adeguata anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni e di magliatura con la RTN. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti..	<ul style="list-style-type: none"> • maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete • maggiore potenza rinnovabile liberata
8	Integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Opicina FS e Redipuglia fino al nodo di Redipuglia FS, opportunamente adeguata anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni.	<ul style="list-style-type: none"> • maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete
9	Integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Talamello e S. Sepolcro fino a Subbiano all., opportunamente adeguata anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni.	<ul style="list-style-type: none"> • maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete
10	Integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Pian della Speranza e Subbiano fino a Subbiano all., opportunamente adeguata anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni.	<ul style="list-style-type: none"> • maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete
11	Integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Colunga CP – Beverara RFI – Grizzana RFI opportunamente adeguata anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni e di magliatura con la RTN.	<ul style="list-style-type: none"> • maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete

Nuovi interventi PdS 2016 su perimetro RTN (ex rete FSI)

Area Centro Sud

n. intervento	descrizione	finalità
3	Integrazione con la RTN della direttrice 150 kV compresa tra le stazioni elettriche di Foggia e Termoli FS, opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni.	<ul style="list-style-type: none"> • maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete • maggiore potenza rinnovabile liberata
4	Realizzazione di un nuovo elettrodotto 150 kV tra le SSE Benevento FS e la CP Benevento Ind.. Tale attività consentirà la rimagliatura con la RTN della SSE Benevento FS.	<ul style="list-style-type: none"> • miglioramento continuità del servizio • maggiore potenza rinnovabile liberata
5	Realizzazione di un nuovo elettrodotto 150 kV tra le SSE Campomaggiore FS e la CP Tricarico. Tale attività consentirà la rimagliatura con la RTN della SSE Campomaggiore FS. Contribuisce altresì la realizzazione di un nuovo elettrodotto 150 kV tra le SSE Vaglio FS e la Nuova SE Vaglio 150 kV.	<ul style="list-style-type: none"> • miglioramento continuità del servizio • maggiore potenza rinnovabile liberata
6	Interventi di integrazione con la RTN della direttrice 150 kV compresa tra le Stazioni Elettriche di Caracoli e Furnari FS, opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni.	<ul style="list-style-type: none"> • maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete • maggiore potenza rinnovabile liberata
7	L'area compresa tra le province di Napoli e Caserta è caratterizzata da una un'elevata densità di carico e vetustà della rete 60 kV che non permette di gestire in sicurezza la rete locale, determinando elevati rischi di energia non fornita e scarsi livelli di qualità del servizio elettrico. Si prevede la realizzazione di interventi di magliatura tra le utenze collegate alla rete 60 kV e la rete 150 kV, attraverso la realizzazione di nuovi raccordi AT.	<ul style="list-style-type: none"> • miglioramento continuità del servizio • razionalizzazione della rete elettrica nell'area

Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione

Valutazione tecnico-economica interconnessioni con il Nord-Africa

In corso studi di rete e mercato per valutazione *social economic welfare* di sistema ipotesi di interconnessione negli scenari di medio-lungo termine

- Italia – Nord Africa (cavo HVDC da Tunisia)



Indice

1. Normativa di riferimento e stato approvazione PdS
2. La struttura del PdS 2016
3. Principali evidenze del sistema elettrico
4. Scenari evolutivi
5. Avanzamento piani precedenti
6. PdS 2016, nuovi interventi
- 7. Risultati attesi PdS 2016**

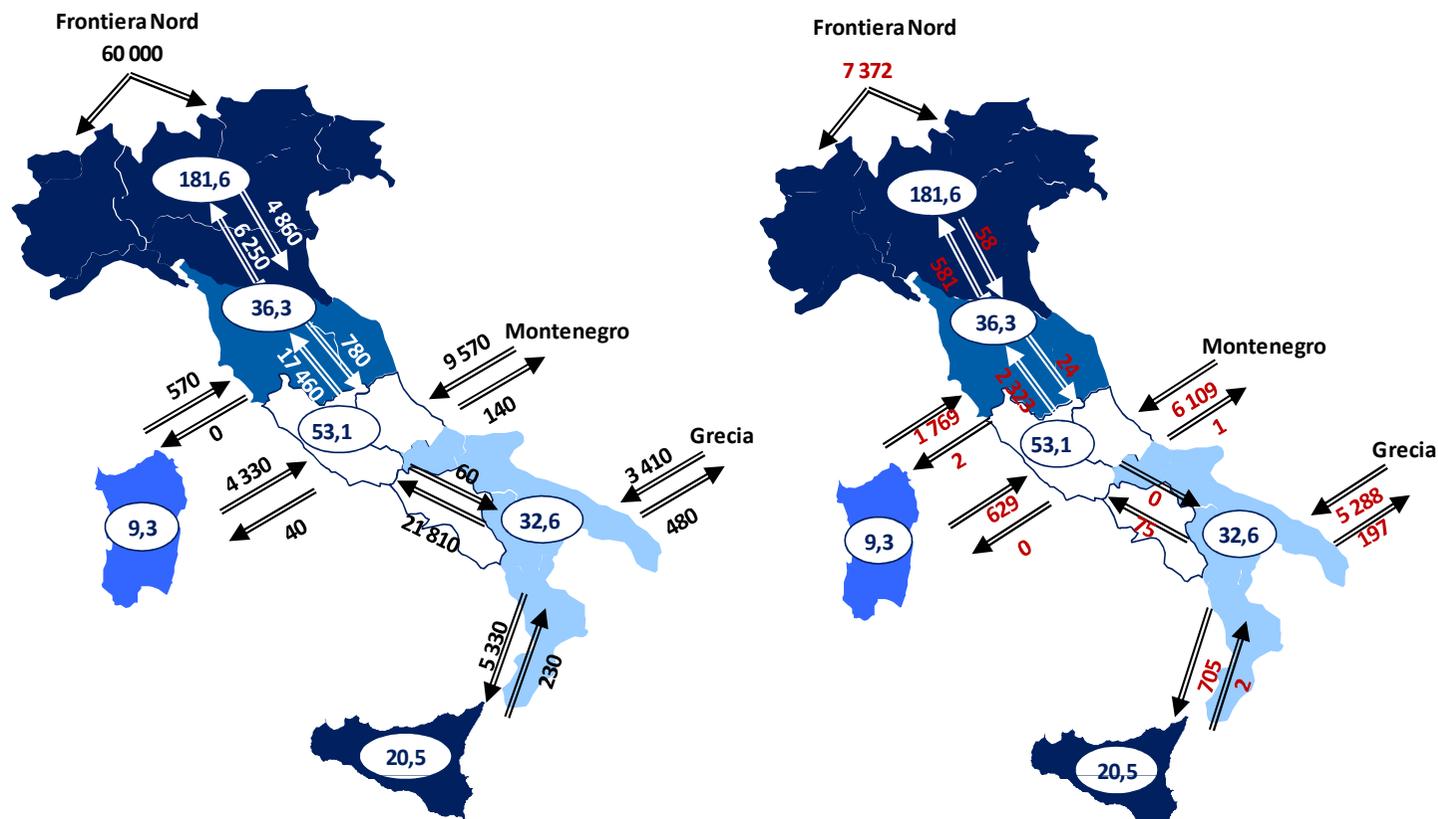
Risultati attesi PdS 2016

Scambi di medio periodo

Scambi (GWh)

Ore di congestione (h)

Fabbisogno (TWh)



- ✓ Flusso predominante da Sud verso Nord;
- ✓ Incremento di energia importata, rispetto ai volumi attuali, sulla frontiera Nord e Montenegro;
- ✓ Gli scambi in direzione Nord sulla sezione Centro Sud – Centro Nord sono stimati in crescita; si attende un incremento dell'export della Sardegna principalmente dovuto all'aumento della generazione da FRNP;
- ✓ Si confermano scambi elevati dalla zona Sud alla zona Centro Sud anche in relazione allo sviluppo della generazione da rinnovabile al Sud;
- ✓ Per effetto dell'entrata in esercizio dell'elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi, vedranno un sostanziale incremento del flusso dal Sud verso la Sicilia.

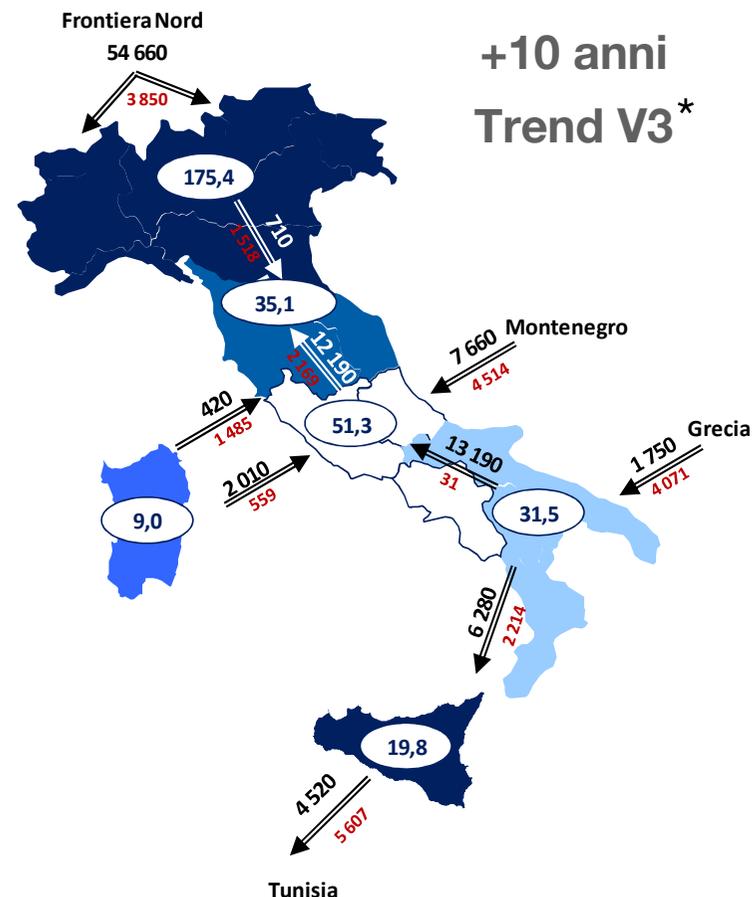
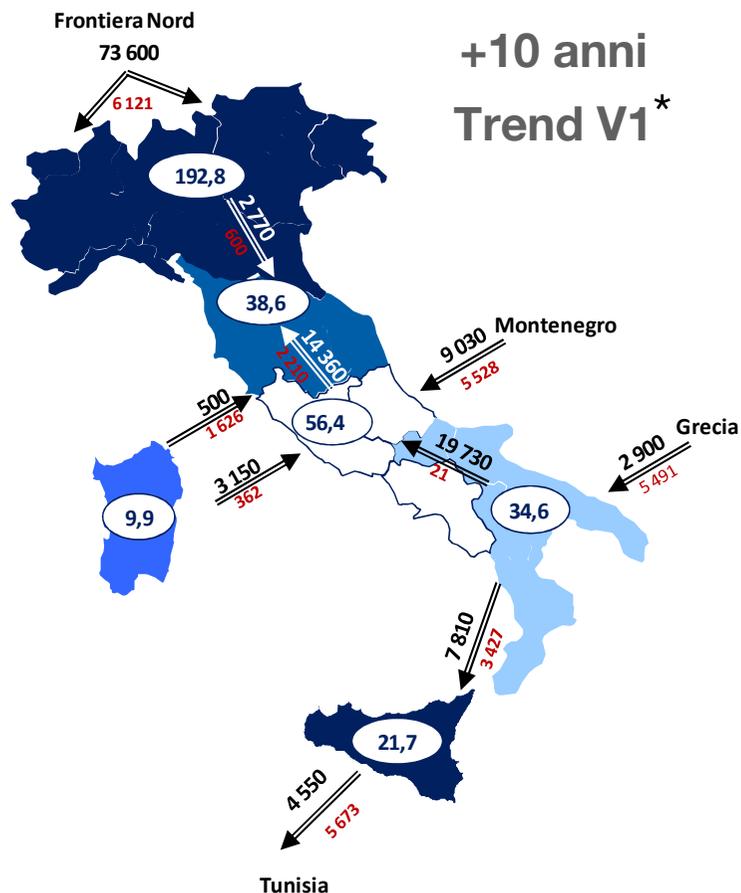
Risultati attesi PdS 2016

Scambi di lungo periodo

Scambi (GWh)

Ore di congestione (h)

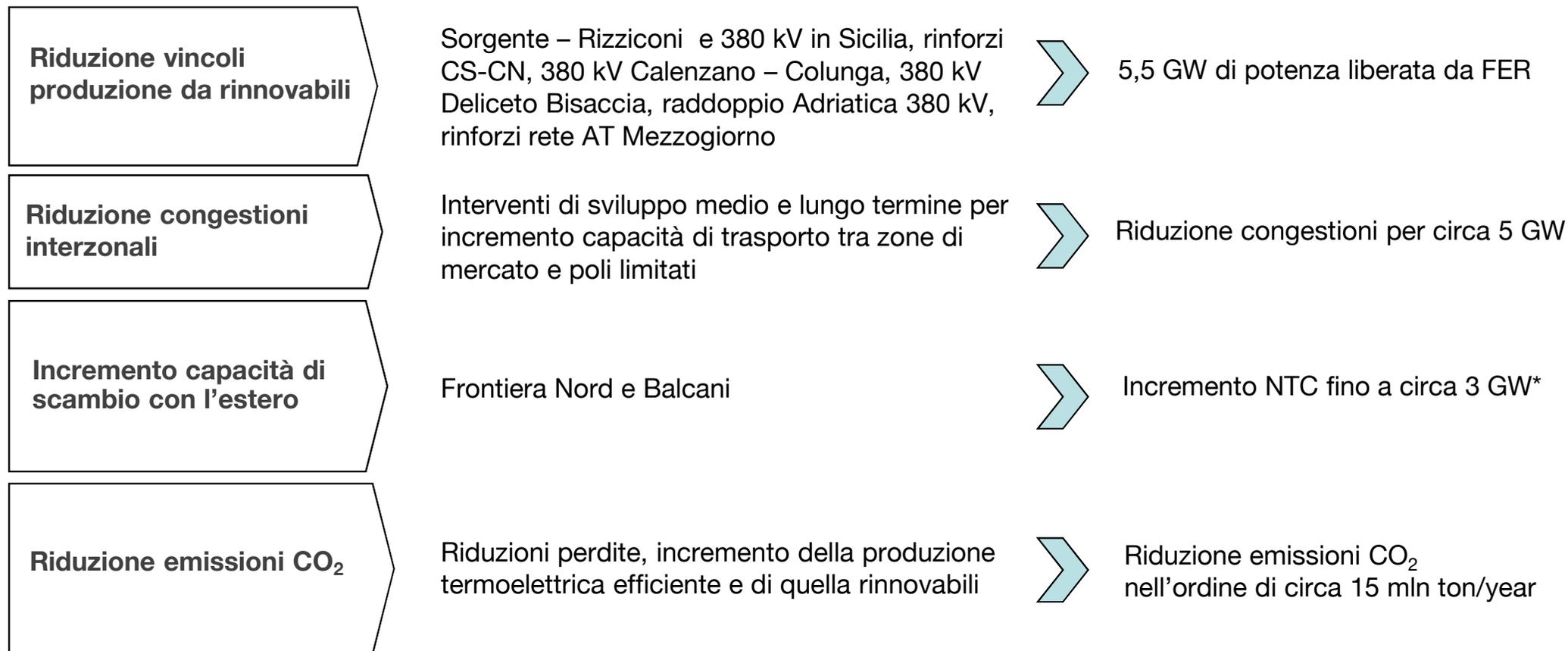
Fabbisogno (TWh)



- ✓ l'entrata in servizio degli interventi di sviluppo conferma una sostanziale riduzione delle ore di congestione sulle sezioni
 - ✓ Sud-Centro Sud
 - ✓ Sud-Sicilia
- ✓ Potenziali congestioni sulla sezione Centro Sud – Centro Nord oltre a congestioni residuali sulla sezione Centro Nord - Nord.

Risultati attesi PdS 2016

Benefici Elettrici



Benefici totali per circa 1,4 Miliardi di euro all'anno

* In aggiunta a quanto sopra lo sviluppo dei progetti relativi ai nuovi interconnector privati (compresi quelli previsti ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.) consentirà di realizzare un ulteriore aumento della capacità di trasporto con l'estero per circa 2.500 MW complessivi.



Piano di Sviluppo 2016

Consultazione pubblica edizione 2016 del PdS

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

Consultazione edizione 2016 Piano decennale di Sviluppo della RTN

Sessione Q&A

Roma, 15 Giugno 2016

Spunto	Osservazioni sulle modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo e sul coinvolgimento degli <i>stakeholder</i> da parte di Terna nonché sulle modalità di consultazione del Piano di Sviluppo da parte dell'Autorità	Riferimento
S1		Osservazioni generali
<p>ANIE: Come già indicato nelle risposte alla consultazione dell'Appendice C del DCO 464/2015/R/EEL, ANIE Energia concorda con quanto suggerito dall'AEEGSI alla nota 56 di detto documento per la consultazione circa la proposta di rendere biennale la pubblicazione del PdS, introducendo l'obbligo di pubblicazione, negli anni in cui il PdS non è redatto, di un rapporto di avanzamento dello sviluppo rete, in linea con quanto già elaborato da ENTSO-E per il settore elettrico. Questa modalità infatti sarebbe in grado di snellire la procedura di approvazione del Piano di Sviluppo da parte di tutti gli organi istituzionali coinvolti nel processo.</p> <p>ASSORINNOVABILI: Per quanto riguarda la predisposizione del Piano di Sviluppo si osserva come le esigenze del sistema elettrico e la conseguente pianificazione della rete di trasmissione rimangano sostanzialmente invariate su un orizzonte pluriennale; di conseguenza la documentazione che costituisce il Piano di Sviluppo e che viene posta in consultazione potrebbe essere snellita, seguendo il suggerimento dell'AEEGSI di predisporre un Piano completo ogni due anni, integrandolo ogni anno con una sintetica descrizione dello stato di avanzamento dei lavori.</p> <p>Si propone inoltre che la fase di consultazione venga estesa anche al Piano di Sicurezza della Rete Elettrica Nazionale (cosiddetto "Piano di Difesa") predisposto da Terna e attualmente approvato dal Ministero per lo Sviluppo Economico. L'attività di sviluppo e potenziamento del sistema elettrico presentato in questo documento non ha caratteristiche peculiari rispetto a quanto prospettato nel Piano di Sviluppo e ai limiti definiti dalla concessione cui è soggetta l'attività di Terna, pertanto appare particolarmente opportuno estendere in tal senso la consultazione pubblica. Tale proposta, che richiede la modifica della normativa primaria, è già stata avanzata dalla stessa AEEGSI.</p>		

Spunto	Commenti sul processo di pianificazione della rete elettrica, sul coordinamento con le attività di pianificazione europee (ENTSO-E <i>Ten Year Network Development Plan, projects of common interest</i>)	Riferimento
S2		Piano di Sviluppo, Capitolo 1
<p>ANIE: In merito al processo di pianificazione delle rete elettrica si nota che alcuni interventi autorizzati (es. interconnessione HVDC Italia-Montenegro con CAPEX 1180 M€ e IP 3,6; interconnessione Italia-Francia con CAPEX 475 M€ e IP 2,3) sono caratterizzati da CAPEX elevati e IP piuttosto bassi. Tali interventi, in termini di investimenti, rappresentano una buona parte della somma totale. Come indicato dall'AEEGSI nell'incipit del DCO 464/2015/R/EEL "La "regola aurea" per lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale è basata sulla cifra di utilità dell'investimento per il sistema elettrico". Pertanto ANIE Energia ritiene che il processo di pianificazione della rete elettrica e l'inserimento degli interventi nel Piano di Sviluppo dovrebbe basarsi principalmente sull'analisi costi benefici e sul valore dell'IP dei singoli interventi</p> <p>ASSORINNOVABILI: A pag. 12 si afferma che un'azione per integrare la produzione da fonti rinnovabili e più specificatamente per gestire la potenziale sovrapproduzione locale o nazionale consiste nell'identificare in maniera preventiva le zone critiche con alta concentrazione di impianti da FRNP e nel limitare l'ulteriore potenza incentivabile in tali zone. La definizione di limiti zionali o nazionali di potenza connettabile da impianti FRNP non rientra nella concessione che regola l'attività di Terna ne è applicabile alla Rete di Trasmissione Nazionale, che è caratterizzata dall'obbligo di connessione di terzi. L'impegno di Terna deve essere invece rivolto non solo a consentire la connessione alla rete ai richiedenti nei tempi definiti ma anche a rispettare la priorità di dispacciamento, massimizzando l'immissione in rete di energia da fonti rinnovabili. In questo senso non si concorda con l'affermazione in base alla quale l'installazione di sistemi di accumulo e sistemi di controllo evoluti sia sulle reti di distribuzione che sulla rete di trasmissione siano da considerarsi interventi di lungo termine. Si tratta invece di strumenti già oggi assolutamente indispensabili per garantire la sostenibilità tecnica dello sviluppo delle fonti rinnovabili.</p> <p>Un'ulteriore osservazione riguarda il fatto che il Capitolo 1 si concentra esclusivamente sullo sviluppo infrastrutturale della rete europea, senza alcun cenno all'evoluzione verso un mercato unico dell'energia elettrica, le cui regole condivise incidono in maniera non trascurabile sulle esigenze di sviluppo delle reti nazionali e dei collegamenti transfrontalieri. Ci si riferisce in particolare al "Network Balancing Code" in fase di preparazione da parte di ENTSO-E e ad alcuni progetti europei (tra cui il progetto TERRE) a cui Terna partecipa. Si chiede di integrare il Capitolo 1 con lo stato dell'arte di questi temi e l'impatto previsto sullo sviluppo delle reti di trasmissione.</p>		

Spunto	Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema elettrico (criticità per sovraccarichi rete AAT e AT, affidabilità, qualità della tensione, “overgeneration” associata alle fonti rinnovabili, ecc.) e dei mercati (prezzi borse europee ed italiana, risultati MSD, ecc.) e il loro ruolo ai fini di identificare le esigenze del sistema elettrico e di nuove infrastrutture	Riferimento
S3		Piano di Sviluppo, Capitolo 2

ANIE

In merito ai segnali provenienti dal mercato si segnala che Terna evidenzia nella Figura 35 del Piano di Sviluppo la diminuzione della rendita da congestione su MGP e delle ore di congestione fra zone di mercato. Tale diminuzione è però legata agli effetti dell’entrata in vigore della Legge 116/2016 che ha spostato gli oneri relativi alla rendita da congestioni verso la disciplina degli impianti essenziali. Infatti, come si vede dalle figure 39 e 40 le ore di congestione tra zone di mercato non sono variate molto. Questa analisi, inoltre, è relativa alle sole congestioni interzonal.

In realtà sarebbe più corretto che Terna evidenziasse l’onere su MSD generato dalla risoluzione dei vincoli a rete integra, come già suggerito da ANIE Energia in risposta alla consultazione del DCO 464/2015. Tale onere pare non essere assolutamente trascurabile, dal momento che, come mostrato nel DCO 163/2015/R/EEL, circa la metà dei volumi di energia a salire su MSD ex-ante nel 2014 è stata movimentata per risolvere vincoli a rete integra. La risoluzione delle congestioni dovrebbe essere attuata principalmente in sede di MGP o MI, mentre il MSD dovrebbe occuparsi principalmente di bilanciamento. Anche questi oneri pertanto vanno considerati come indice di inadeguatezza delle infrastrutture di rete.

ASSORINNOVABILI

A pag. 27 si parla di “significativi segnali di ripresa in termini di fabbisogno energetico, che ha segnato un incremento pari all’1,5% rispetto al valore registrato nel 2014; di tale trend si terrà conto in fase di elaborazione degli scenari previsionali”. Si segnala che, confrontando le richieste mensili di energia elettrica, l’aumento di carico del 2015 rispetto al 2014 è concentrato nei mesi di luglio e agosto, mentre sommando le variazioni dei 10 mesi restanti si registra una contrazione di circa 0,54 TWh. L’aumento di carico elettrico è quindi del tutto imputabile a ragioni climatiche e non rappresenta alcun trend. Questa osservazione riguarda anche la successiva definizione di scenari.

Circa il paragrafo 2.5, si segnala come le criticità della produzione da fonti rinnovabili vengano quasi completamente individuate in congestioni sia sulla rete primaria AAT che sulla rete di sub trasmissione AT. Peraltro la riduzione della MPE sia in valore fisico assoluto che della percentuale ascrivibile alle congestioni sulla rete a 150 kV (dal 73% del periodo gennaio 2012-dicembre 2012 al 21% del periodo gennaio 2013-novembre 2015) deriva sostanzialmente dalla rimozione di limitazioni su elettrodotti, interventi di limitato impatto autorizzativo ed economico. Si chiedono maggiori informazioni circa le condizioni di esercizio che conducono alla MPE per motivi di bilanciamento del sistema. Non si comprende poi la totale assenza di riferimenti all’entrata in esercizio dei cosiddetti SANC (sistemi di accumulo “energy intensive”), completata nel periodo 2014-2015 e il cui obiettivo principale è proprio la riduzione della MPE.

Circa la sensibile riduzione della rendita di congestione nel 2015, mostrata in figura 35, va chiarito meglio che essa non deriva da un altrettanto consistente potenziamento della RTN nello stesso periodo, quanto piuttosto dagli effetti del DL 91/2014 che ha traslato gli oneri derivanti dall’inadeguatezza della rete di trasmissione dalla rendita di congestione ai corrispettivi per la remunerazione delle unità essenziali. Va infine osservato che la rendita di congestione in oggetto deriva dall’MGP mentre il DCO 163/2015 di AEEGSI ha mostrato che nel 2014, poco meno della metà dell’energia movimentata a salire su MSD ex-ante è motivata da vincoli a rete integra. Sarebbe quindi auspicabile una quantificazione completa ed esaustiva degli oneri generati al sistema dall’inadeguatezza della RTN, utilizzando la classificazione proposta nel suddetto DCO per motivare le movimentazioni di energia e i relativi oneri su MSD, a chiarimento del paragrafo 2.13.

Spunto	Commenti riguardanti la definizione degli scenari di riferimento e le ipotesi utilizzate nello	Riferimento
S4	schema di Piano di Sviluppo (es. domanda di energia, domanda di potenza ed evoluzione della generazione, proiezioni a due scenari per lo sviluppo di fotovoltaico ed eolico)	Piano di Sviluppo, Capitolo 3
<p>ANIE</p> <p>Al punto 3.2.1 dal Piano di Sviluppo si dice che le previsioni di medio-lungo termine sono ottenute a partire da un'analisi della previsione delle grandezze macroeconomiche, valore aggiunto e Prodotto Interno Lordo (PIL). Confrontando le previsioni fatte nei piani di sviluppo precedenti con i valori reali di domanda di energia elettrica verificatesi in seguito si riscontrano grosse differenze. ANIE Energia chiede se la correlazione tra domanda di energia elettrica e PIL sia ancora da considerarsi valida e quindi da utilizzare per stimare gli scenari di aumento di carico.</p> <p>ASSORINNOVABILI</p> <p>A pag. 65 si afferma che le previsioni di medio-lungo termine sono ottenute a partire da un'analisi della previsione delle grandezze macroeconomiche, valore aggiunto e Prodotto Interno Lordo. Alla luce delle considerazioni precedenti sulla relazione tra condizioni climatiche ed aumento della domanda, si chiedono maggiori informazioni circa la validità della relazione, nell'attuale contesto socio-economico, tra grandezze macroeconomiche e domanda elettrica.</p>		

Spunto	Commenti sulle esigenze di regolazione del sistema elettrico per “ <i>overgeneration</i> ”, sulle esigenze di sviluppo previste nell’orizzonte di Piano correlate alla copertura del fabbisogno nazionale, nonché sulle opportunità di sviluppo delle interconnessioni, inclusi gli sviluppi con il Nord Africa	Riferimento
S5		Piano di Sviluppo, Paragrafo 3.3 e capitolo 4
<p>ANIE</p> <p>Per quanto riguarda il tema dell’<i>overgeneration</i> si segnala che tutte le simulazioni e analisi vengono fatte a regole di mercato esistenti, mentre la futura adozione del Network Code on Electricity Balancing di ENTSOE e la riforma dell’MSD con l’apertura alle FRNP e alla GD non sono prese in considerazione. Si chiede di sviluppare uno scenario in cui questi aspetti siano tenuti in considerazione.</p> <p>Per quanto riguarda lo sviluppo delle interconnessioni ANIE Energia ribadisce (come già indicato nello spunto S2) che l’elemento più importante per pianificare gli interventi è rappresentato dall’analisi costi-benefici.</p> <p>ASSORINNOVABILI</p> <p>I risultati delle simulazioni descritte nel paragrafo 3.3 si basano sull’attuale configurazione del mercato ed in particolare sulle risorse attualmente abilitate alla fornitura dei servizi. Si chiede quale sia l’impatto sui risultati delle simulazioni dell’integrazione degli impianti da FRNP e della GD nella gestione del sistema elettrico.</p>		

Spunto	Commenti sugli interventi di sviluppo associati alla produzione da fonti rinnovabili non programmabili	Riferimento
S6		Piano di Sviluppo, Capitolo 5
<p>ANIE Nessuna osservazione</p> <p>ASSORINNOVABILI Una parte consistente degli interventi indicati nel Capitolo 5 sono già citati nel paragrafo 2.5. Inoltre molti di questi interventi (in particolare le nuove linee AAT) sono stati pianificati per risolvere problemi antecedenti lo sviluppo delle rinnovabili e che le stesse hanno solo in parte acuito.</p> <p>Più in generale si tratta esclusivamente di interventi di potenziamento infrastrutturale mentre non viene fatta alcuna menzione, nel Capitolo 5 così come in tutto il PdS, di attività legate allo sviluppo di apparati e sistemi di gestione e controllo per l'integrazione nel dispacciamento delle fonti rinnovabili. L'esempio più eclatante riguarda la regolazione di tensione: a pag. 33 si segnalano problematiche di regolazione della tensione risolte da Terna tramite l'installazione di apparati presso le stazioni (reattanze e banchi di condensatori) senza la minima richiesta di regolazione alla centrali FRNP. Allo stesso modo a pag. 49, circa le criticità di esercizio in Sardegna, si segnala che a causa del limitato numero di unità produttive asservite alla regolazione di tensione, si prevedono, nel breve-medio periodo rischi di stabilità dei profili di tensione con possibile impatto sulla sicurezza del sistema isolano e dell'interconnessione col continente. Dall'altro lato gli stessi requisiti di connessione per impianti FRNP definiti da Terna (Allegati A17 e A68 al Codice di Rete rispettivamente per impianti eolici e fotovoltaici) così come le regole tecniche di connessione alle reti di distribuzione (norme CEI 0-16 e 0-21) prescrivono la disponibilità di capability reattivi che, in base alla informazioni disponibili, permangono inutilizzate. Questa situazione, in parte imputabile all'attuale meccanismo di remunerazione RAB cui sono soggetti Terna e i distributori (come ben evidenziato dal DCO 464/2015 dell'AEEGSI), deve necessariamente lasciar spazio a un volume crescente di nuove attività dedicate appunto alla maggior integrazione delle FRNP nella gestione della rete, di cui purtroppo ancora non si trova cenno nel PdS in consultazione.</p>		

Spunto	Commenti sui nuovi interventi di sviluppo identificati nello schema di Piano di Sviluppo (nuovi	Riferimento
S7	interventi su perimetro RTN e nuova interconnessione Italia - Tunisia) e sulla completezza ed adeguatezza delle relative informazioni disponibili	Piano di Sviluppo, Capitolo 6

ANIE

Nel paragrafo 6.1 sono elencati i nuovi interventi di sviluppo su perimetro RTN; tali interventi, già caratterizzati da un codice identificativo, vengono descritti come interventi di integrazione. Si chiede che Terna dettagli meglio gli interventi così definiti (es. realizzazione di nuovi tratti di linea, rimozione vincoli, ecc). Come osservazione generale si evidenzia come a fronte di un evento importante come l'acquisizione della porzione di rete RTN FSI i nuovi interventi pianificati e descritti in questo paragrafo 7.1 non siano particolarmente numerosi. Sulla base anche di questa considerazione ANIE Energia intende ribadire quanto già descritto nello spunto S1 circa l'opportunità di rendere biennale la pubblicazione del Piano di Sviluppo.

ASSORINNOVABILI

Si registra che molti interventi riguardanti la rete ex RFI recentemente acquisita da Terna interessino la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili. Molti di questi sono genericamente definiti come "interventi di integrazione con la RTN": si chiede se possibile di aggiungere maggiori dettagli tecnici circa questi interventi, in modo da seguirne con più precisione l'evoluzione implementativa.

Spunto	Commenti sull'identificazione delle priorità di sviluppo e sulla completezza ed adeguatezza delle relative informazioni disponibili	Riferimento
S8		Piano di Sviluppo, Capitolo 7
<p>ANIE</p> <p>Coerentemente con quanto già detto in precedenza si ribadisce l'importanza dell'analisi del valore IP per definire la priorità degli interventi. In merito a quanto riportato all'inizio del paragrafo 7.1 e di seguito riportato <i>"...alcuni interventi particolarmente strategici richiedono investimenti maggiori a fronte di benefici netti molto più elevati per il sistema nel medio e lungo termine, rispetto ad altri interventi con un IP maggiore..."</i> ANIE Energia intende evidenziare innanzitutto che sarebbe importante definire meglio il concetto di strategicità in quanto per esempio l'interconnessione Italia-Francia rispetto alla possibile interconnessione Italia-Tunisia è in grado di portare benefici in termine di interconnessione fra paesi europei e vantaggi derivanti per il sistema Italia. La strategicità dell'interconnessione Italia-Tunisia invece è legata all'interconnessione del sistema elettrico europeo con quello africano e quindi soggetta a possibili finanziamenti europei. Per stabilire la priorità degli interventi è bene fare attenzione a distinguere i benefici e analizzare l'indice IP dal punto di vista del sistema elettrico italiano.</p> <p>ASSORINNOVABILI</p> <p>Sarebbe opportuno che lo sfruttamento delle fonti rinnovabili non fosse una conseguenza delle categorie di appartenenza individuate ma costituisse una categoria dedicata.</p>		



Spunto		Riferimento
S9	<p>Commenti sui risultati attesi (in termini di capacità di scambio con l'estero, riduzione congestioni interne, riduzione vincoli per fonti rinnovabili, miglioramento delle tensioni, perdite, emissioni), sia totali di Piano sia associati a ciascun intervento, nonché sul loro livello di quantificazione e di monetizzazione</p>	<p>Piano di Sviluppo, Capitolo 8 e schede intervento</p>
<p>ANIE Nessuna osservazione</p> <p>ASSORINNOVABILI</p>		



Spunto	Commenti su progetti cosiddetti <i>interconnector</i> ai sensi della legge 23 luglio 2009, n. 99 e sulle iniziative di sviluppo private, nonché sulla completezza ed adeguatezza delle relative informazioni disponibili	Riferimento
S10		Piano di Sviluppo, Capitolo 9
ANIE Nessuna osservazione ASSORINNOVABILI		

Spunto		Riferimento
S11	Commenti sulle iniziative finalizzate allo sviluppo di smart grid, sulle esigenze di sviluppo relative a <i>Phase Shifting Transformer</i>, compensatori sincroni, piano di rifasamento, conduttori ad alta temperatura, <i>dynamic line rating</i> e sulle esigenze di sviluppo relative a sistemi di accumulo su 22 direttrici a 150 kV, come descritto nelle schede di intervento	Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti Paragrafo 2.5 Schede intervento

ANIE

ANIE Energia concorda con Terna che sarebbe opportuno prevedere meccanismi di incentivazione associati allo sviluppo delle smart grid e di tutte le tecnologie abilitanti.

In particolare, tali meccanismi dovrebbero includere non solo phase shifting transformers, compensatori sincroni, piani di rifasamento, conduttori ad alta temperatura, dynamic line rating, ma anche le soluzioni innovative di automazione delle reti, le innovazioni dei sistemi di automazione di sottostazione e degli smart distribution systems.

Per quanto riguarda i sistemi di accumulo si apprezza il fatto che nel piano di Sviluppo rete 2016 Terna torni espressamente a dichiarare la disponibilità a valutare l'opportunità (una volta terminata le attuali fasi di sperimentazione dei progetti pilota energy intensive già autorizzati da AEEGSI e implementati o in avanzata fase di implementazione) di effettuare l'installazione di SdA su alcune (22 per la precisione) direttrici a 150 kV, in considerazione dell'evoluzione del parco di generazione e dei risultati della suddetta sperimentazione.

Si richiede di mantenere aggiornati tutti gli stakeholder coinvolti nell'attuazione del PdS sullo stato di avanzamento di tale dichiarato processo valutativo specifico, e si richiama l'attenzione sulla strategicità delle tecnologie degli accumuli elettrochimici nello svolgere un ruolo utile per aumentare nel breve, ma anche nel medio e lungo termine, la flessibilità del sistema elettrico nazionale.

Inoltre, come commento al paragrafo 2.5.2 si suggerisce che Terna, oltre al progetto GREEN-ME dia evidenza al progetto SmartNet, già finanziato a livello europeo e inserito nel programma Horizon 2020

ASSORINNOVABILI

Il tema dello sviluppo delle Smart Grid, presentato nel paragrafo 2.5, va commentato anche alla luce di quanto affermato per lo spunto di consultazione S6. L'individuazione delle "Smart Transmission Solution" (paragrafo 2.5.2) soffre della focalizzazione sulla RAB, mentre per lo sviluppo di logiche e periferiche di interfacciamento tra gli Smart Distribution Systems e la RTN si invocano meccanismi di incentivazione dedicati, citando come "pionieristico" il DCO 255/2015 di AEEGSI. Tale DCO e la regolazione conseguente già in essere (delibera 646/2015) instaurano una prima regolazione output based su una fase sperimentale svoltasi nel periodo 2010-2015. L'avvio di questo tipo di attività da parte di Terna, con l'aiuto di AEEGSI e anche prima che si definisca con completezza la nuova architettura di mercato, è di fondamentale importanza per la completa integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico. Tra i progetti europei importanti in tal senso va citato anche SmartNet.

Spunto		Riferimento
S12	<p>Commenti sullo stato di avanzamento dei Piani di Sviluppo precedenti e sugli aggiornamenti 2016 delle informazioni nelle “schede degli interventi di sviluppo” e nella “Tabella per la consultazione PdS”</p>	<p>Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti Schede intervento Tabella PdS 2016</p>
<p>ANIE ANIE Energia ritiene che la struttura tabellare impostata da Terna nel documento “Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti” sia molto apprezzabile e si consiglia di mantenere tale struttura anche per le prossime edizioni. Per quanto riguarda le schede intervento però si segnala che sarebbe opportuno realizzare delle schede separate per le opere di razionalizzazione. Inoltre, in un’ottica di sintesi del documento si suggerisce di eliminare dallo stato di avanzamento dei singoli interventi le opere già completate prima dell’anno antecedente il Piano di Sviluppo (in questo caso le opere completate prima del 2015).</p> <p>ASSORINNOVABILI</p>		

Spunto		Riferimento
S13	Commenti sui costi stimati totali di Piano e per ciascun intervento, nonché sulla completezza ed adeguatezza delle relative informazioni disponibili	Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti Schede intervento Tabella PdS 2016
ANIE Nessuna osservazione ASSORINNOVABILI		

Spunto		Riferimento
S14	Commenti sulle tempistiche individuate per i singoli interventi, nonché sulla completezza ed adeguatezza delle relative informazioni disponibili	Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti Schede intervento Tabella PdS 2016
<p>ANIE Nessuna osservazione</p> <p>ASSORINNOVABILI</p>		

Nr.	<i>Ulteriori osservazioni</i>
1	<p>ANIE</p> <p>Come osservazione generale si evidenzia l'efficacia e l'utilità della "Tabella per la consultazione PdS" (in formato excel) e si invita Terna a considerarla parte integrante dei documenti collegati al Piano di Sviluppo.</p>
2	<p>ANIE</p> <p>Commento di carattere generale già espresso in occasione della consultazione al Piano di Sviluppo 2014: il nuovo capacity market di cui alla delibera 375/2013/R/eel assegna al TSO il ruolo di definire i requisiti di adeguatezza per il sistema elettrico su orizzonte pluriennale. Uno degli obiettivi più importanti di questo meccanismo consiste nel raggiungere un miglior coordinamento tra sviluppo del parco di generazione e rete di trasmissione. Si richiede se esistono elementi di valutazione dell'impatto che avrà il capacity market sul PdS.</p>
3	<p>ANIE</p> <p>ANIE Energia suggerisce che AEEGSI proponga una modifica della normativa primaria legata al processo di redazione e approvazione del Piano per la Sicurezza (c.d Piano di Difesa). In particolare si richiede che tale documento, che contiene informazioni relative ad interventi di interesse globale, sia reso disponibile e consultato pubblicamente come avviene per il Piano di Sviluppo o quantomeno, come richiamato dall'AEEGSI nella nota 23 di pag. 67 del Documento per la Consultazione 544/2015/R/EEL, sarebbe opportuno, secondo i soggetti interessati, che Terna richiami tali interventi nel Piano di Sviluppo.</p>

Nr. progressivo	Ulteriori Osservazioni
...	<p>FERALPI</p> <p>Gent.li Signori</p> <p>Con riferimento alla Consultazione di cui all'oggetto (della quale si allega Vs comunicazione), a seguito di verifica degli investimenti previsti da TERNA nella Tabella di sintesi (qui allegata), non sembrano essere presenti interventi che pochi anni fa ci erano stati prospettati da TERNA come programmati nel breve periodo al fine di potenziare la RTN sulla quale insiste il ns sito produttivo, al fine anche di consentire l'assegnazione di maggiore potenza disponibile.</p> <p>In particolare ci riferiamo a:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ ampliamento della stazione 380/132 kV di Lonato ✓ realizzazione e messa in servizio di un nuovo collegamento con un elettrodotto a 132 kV della RTN tra il ns impianto e la suddetta stazione.
n	