

Piano di Sviluppo della RTN

Consultazione pubblica edizioni 2013 e 2014 del PdS

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

Roma, 25 settembre 2014

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 2014**
- 8. Risposte ai 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 Ministero dello sviluppo economico 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 Ministero dello sviluppo economico 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 Regioni territorialmente 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

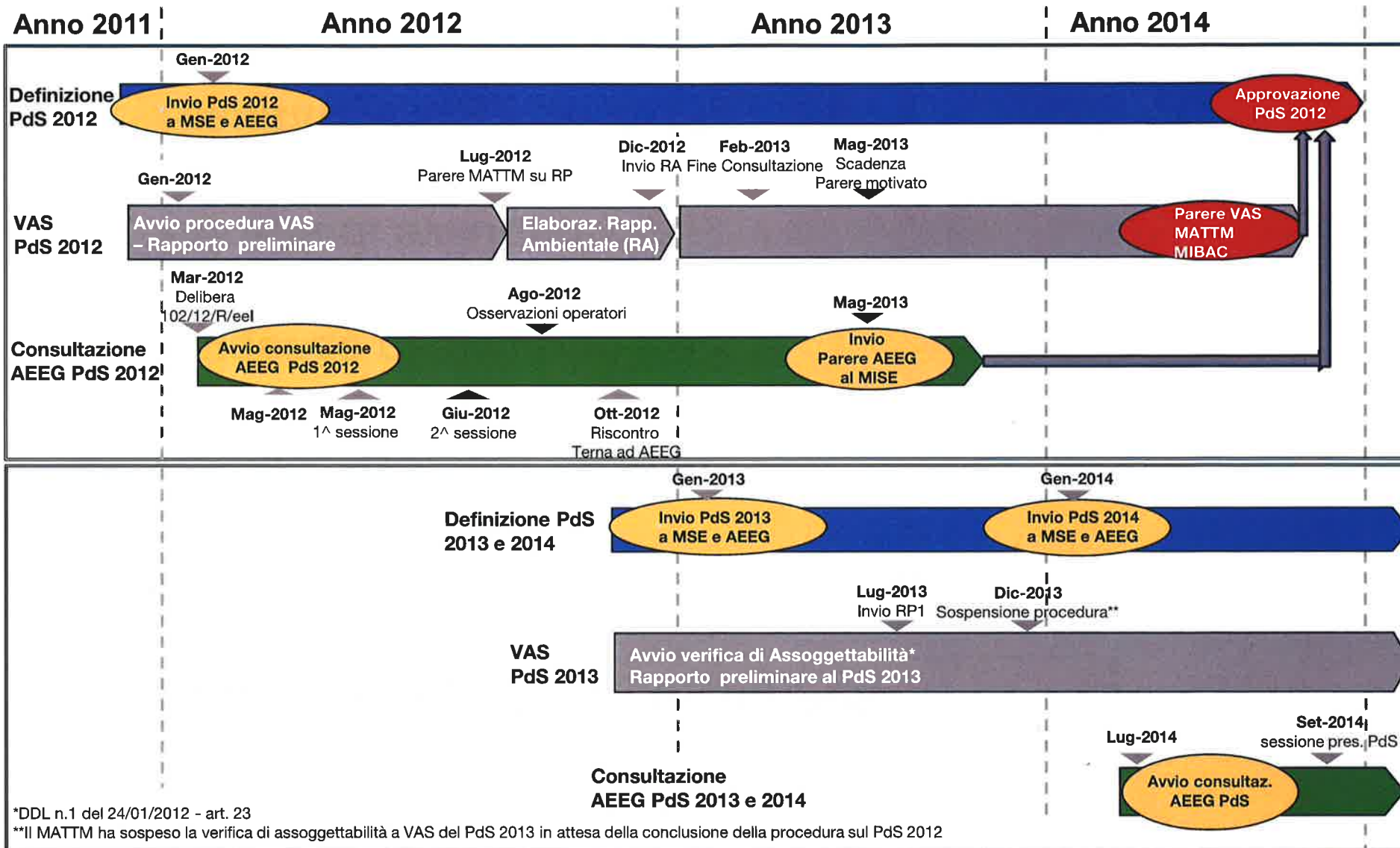
La procedura di VAS

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 2014

8. Risposte ai quesiti ricevuti

Impostazione Piano di Sviluppo



- PdS come documento strategico di riferimento per il settore elettrico
- edizioni 2013 e 2014 più sintetiche con vista di alto livello
- focus su linee di sviluppo prioritarie nel quadro programmatico di evoluzione del settore (SEN)

* Aggiornamento esigenze di sviluppo da sottoporre a verifica di assoggettabilità a VAS (DDL n. 1 del 24/01/2012 art. 23)

Definizione esigenze e schede intervento

- 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, le opere previste e le tempistiche di realizzazione stimate. Inoltre ciascun intervento di sviluppo è corredato da un codice alfanumerico per una più facile identificazione

Definizione priorità di intervento

- Nel PdS 2014, per rispondere all'esigenza di una sempre maggiore **selettività** degli investimenti sulla RTN a beneficio del sistema, Terna ha provveduto a razionalizzare gli interventi di sviluppo, selezionando tra questi i progetti prioritari e quelli in valutazione
- Nel PdS è stata riportata (cap. 6) la descrizione delle **priorità di intervento** e, per i principali interventi: una descrizione dell'implementazione degli stessi a partire dal primo anno di inserimento nel PdS, il relativo stato di avanzamento e la previsione di completamento delle opere in realizzazione
- La selezione delle **opere in valutazione**, per le quali al momento non si prevede l'avvio delle attività nell'orizzonte di Piano, è stata effettuata sulla base dell'analisi delle condizioni di reale fattibilità e della variazione degli scenari/contesto di riferimento, tenuto anche conto delle opportunità offerte dalle nuove soluzioni tecnologiche per potenziare la rete esistente massimizzandone l'efficacia

Valutazioni tecnico economiche

Nell'All.3 del PdS vengono pubblicati:

- metodologia di analisi Costi-Benefici;
- criteri utilizzati per la definizione degli scenari di riferimento e dei modelli di simulazione;
- principi alla base del calcolo dei costi di investimento per la realizzazione delle opere
- categorie dei benefici e relativi metodi di calcolo/formule;
- risultati delle analisi costi benefici dei principali interventi

$$IP = \frac{\text{TOTALE BENEFICI ATTUALIZZATI}}{\text{TOTALE COSTI ATTUALIZZATI}} > 1$$

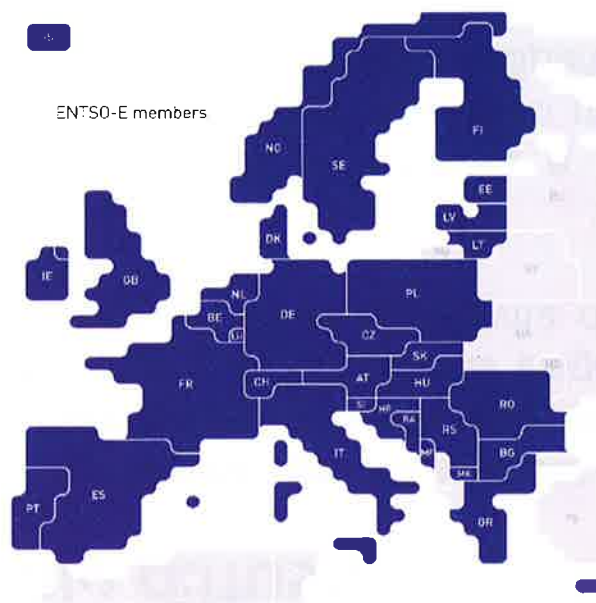
- tabelle di sintesi sullo stato di avanzamento degli interventi di sviluppo previsti nei piani precedenti :
 - attività completate
 - opere in realizzazione
 - opere per le quali è stato avviato l'iter autorizzativo
 - principali opere di sviluppo in fase di concertazione

Sistemi di accumulo diffuso

- Facendo seguito alle decisioni assunte dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e dal Ministero dello Sviluppo Economico in merito alla necessità di procedere con un approccio sperimentale, nel Piano di Sviluppo le esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo sono inquadrare nell'ambito di tali attività di sperimentazione disciplinate dalle disposizioni dell'Autorità
- In particolare, l'Autorità ha definito le modalità e i criteri per l'ammissione ai programmi di sperimentazione, indicando il numero massimo di progetti e i relativi requisiti da valutare a cura della Commissione indipendente di esperti con apposito indicatore di merito
- Per tale ragione, dal Piano di Sviluppo 2013 (cfr. All.3, cap.7), le valutazioni tecnico-economiche di tali attività sperimentali sono state demandate ai soggetti preposti secondo quanto previsto dalla regolazione vigente

Potenziali effetti dell'integrazione dei mercati

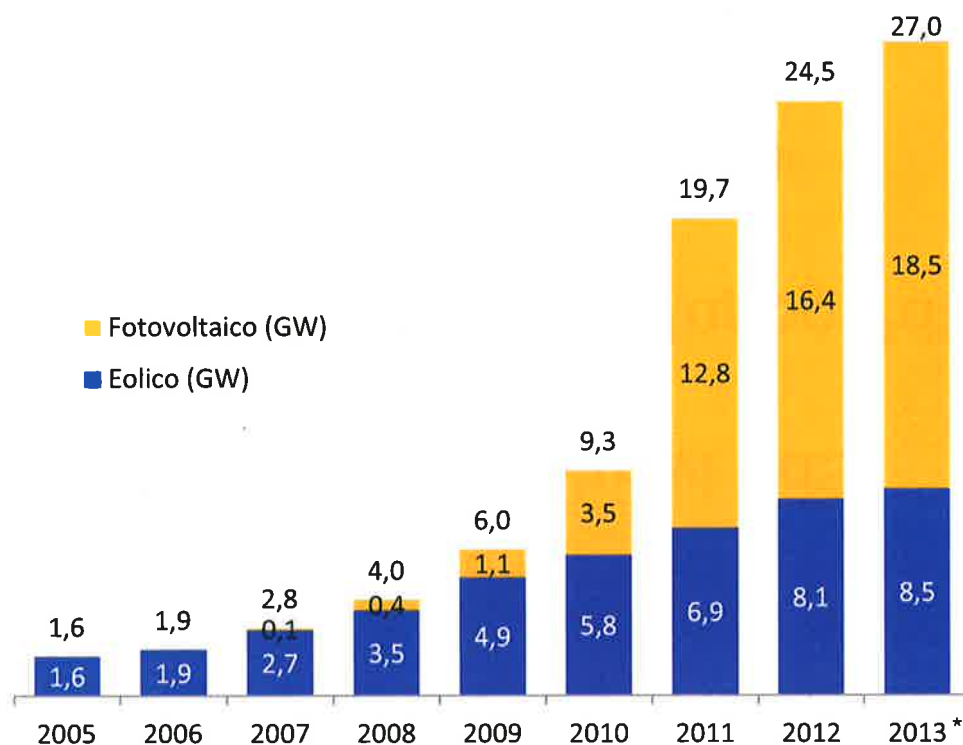
- Le valutazioni riportate nel PdS tengono conto del processo di integrazione dei mercati in ambito europeo attraverso l'implementazione dei cosiddetti *target model* per i differenti mercati: *Forward*, *Day Ahead*, *Intraday*, *Balancing* (cfr. par. 2.5).
- In particolare, il PdS sviluppa (par. 3.6) una analisi dei potenziali benefici per il sistema in termini di migliore regolazione, derivanti da una più efficace gestione degli scambi con l'estero per effetto dell'integrazione dei mercati alla frontiera Nord.



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 2014**
8. **Risposte ai quesiti ricevuti**

Principali evidenze del sistema elettrico

Potenza eolica e fotovoltaica installata (GW)



- nel 2013 è proseguita crescita della generazione da fonti rinnovabili ma con trend più ridotti (circa 2 GW PV e 0,4 GW WIND)
- reti di distribuzione attive con inversione transiti da MT a rete AT
- si confermano esigenze rinforzo porzioni rete critiche per rinnovabili al Sud
- si confermano esigenze di sviluppo su sezioni critiche (transiti in direzione Sud->Nord)
- si confermano problemi di sicurezza (riserva e regolazione tensione) in aumento nelle isole maggiori
- esigenze di regolazione sia in tempo reale che a programma per problemi *over-generation*

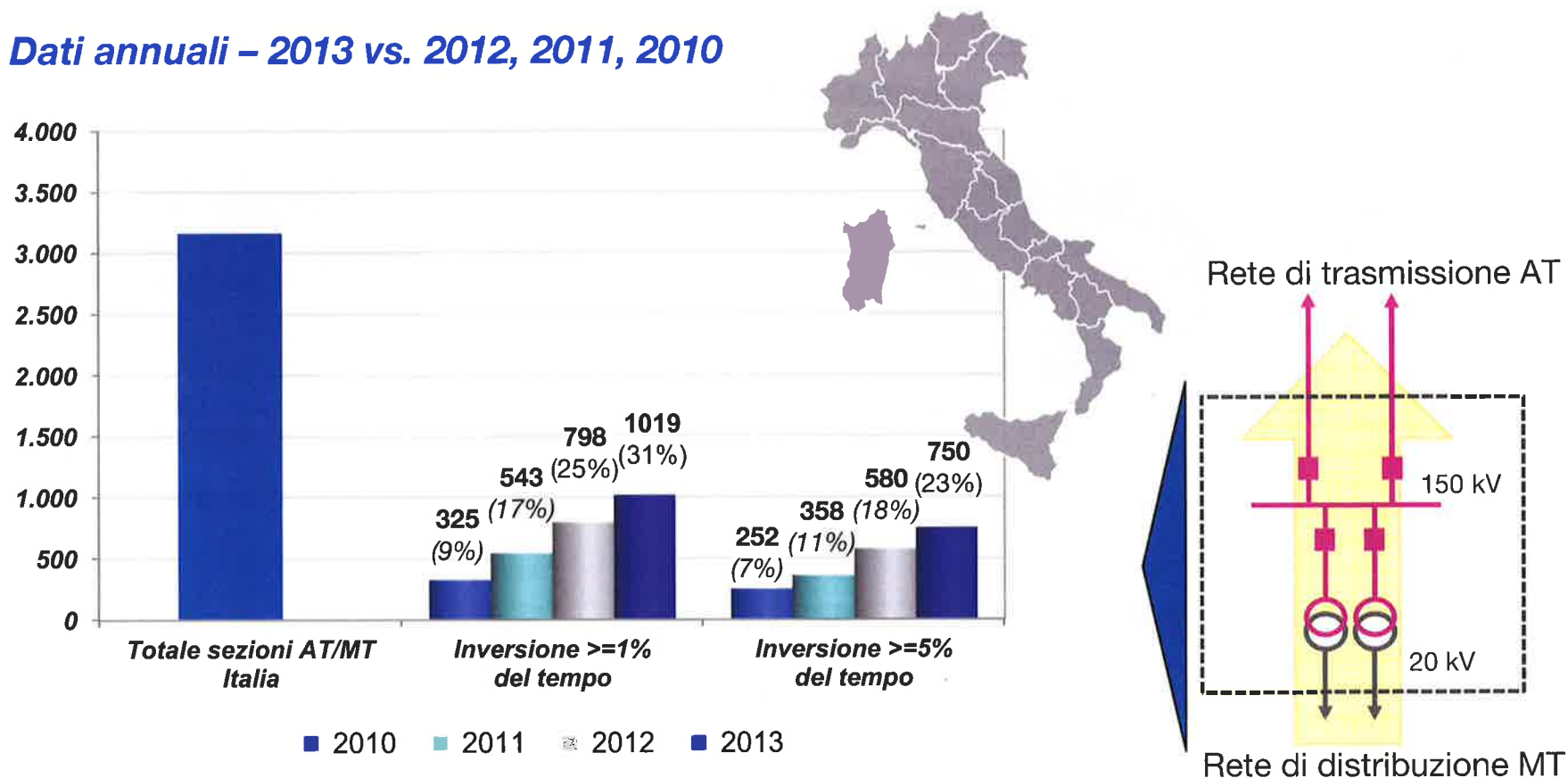
* Dati provvisori 2013 come da PdS 2014.

Dati definitivi capacità installate da Annuario Statistico 2013 Terna: eolico 8.560 MW, fotovoltaico 18.420 MW.

Principali evidenze del sistema elettrico

Sezioni AT/MT con inversione flusso di energia*

Dati annuali – 2013 vs. 2012, 2011, 2010



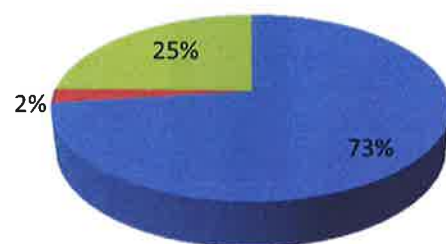
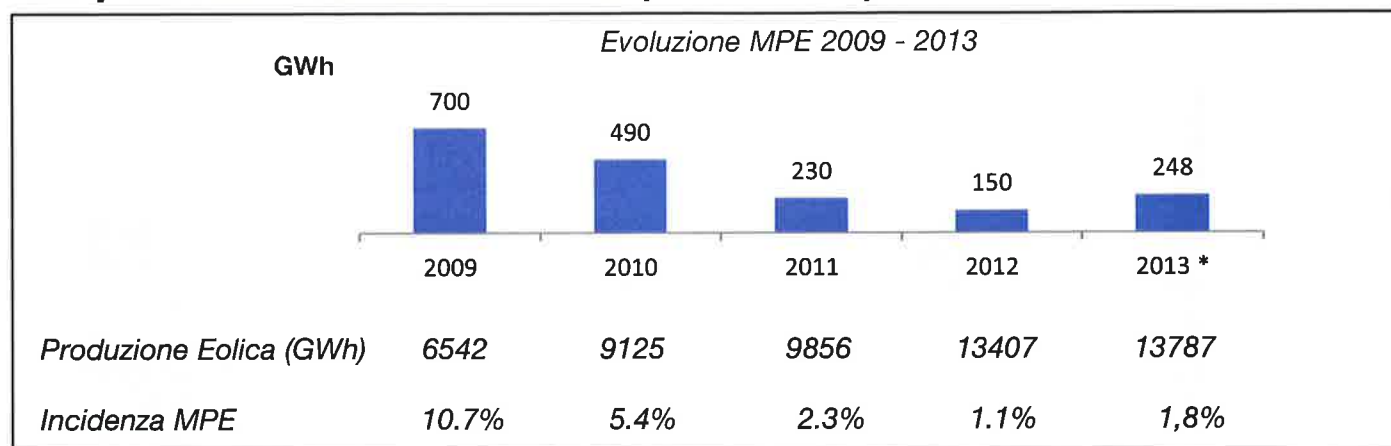
* PdS 2014 - Fonte dati Enel Distribuzione

Dati 2012 pubblicati dal 28/02/2013 (rif. TICA art.4)

Dati 2013 (provvisori): si tratta di totale progressivo a Novembre 2013

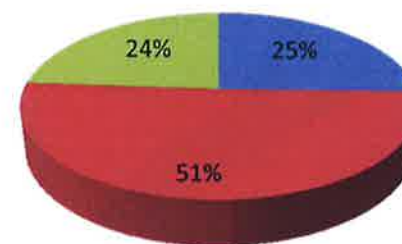
Principali evidenze del sistema elettrico

Mancata produzione eolica MPE (PdS 2014)



Ripartizione MPE 2012 Gennaio - Dicembre 12

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



Ripartizione MPE 2013 Gennaio - Dicembre 2013

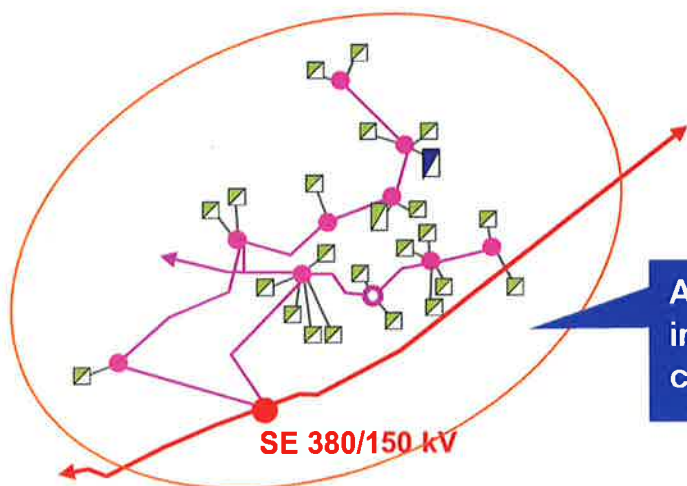
- congestioni locali rete 150 kV
- congestioni rete primaria in AAT /problemi di bilancio
- lavori/altro

- nel 2013 riduzione della componente dovuta a congestioni su rete AT (150 kV)
- emerge componente dovuta a congestione su rete AAT (380 -220 kV) 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

* Dato provvisorio 2013 riportato nel PdS 2014. Consuntivo 2013 produzione eolica 14.897 GWh; MPE 208 GWh; incidenza MPE circa 1,4%

Principali evidenze del sistema elettrico

Porzioni rete 150 kV critiche per trasporto produzione FER



Background

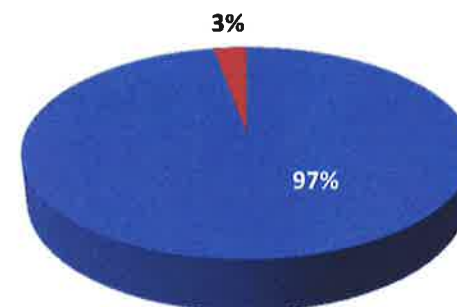
Problemi da ricondurre alla mancata e/o tardiva applicazione dell'Autorizzazione Unica (impianti di produzione ed opere di rete connesse), prevista dall'art.12 del D.Lgs. 387/03.

Area con surplus di potenza installata rispetto al carico e alla capacità di trasporto della rete

Limitazione della produzione da FER

- rispetto della sicurezza della rete a 150 kV
- sovraccarico linee 150 kV in condizioni di elevata produzione da FER
- Proseguono interventi rinforzo per risoluzione congestioni su porzioni di rete AT critiche

■ Sud ■ Isole e Altro



Ripartizione MPE per congestioni locali –
anno 2013

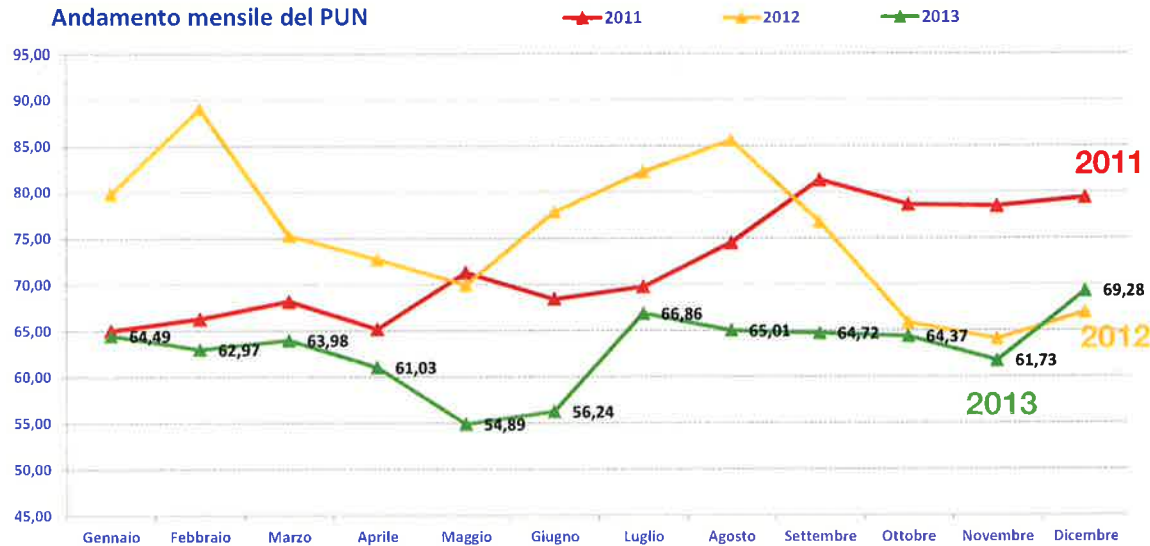
Principali evidenze del mercato elettrico

- si conferma differenziale di prezzo tra Italia ed estero
- prezzo zonale della Sicilia si conferma molto più elevato del PUN
- la zona di mercato Sud si conferma quella più competitiva
- prezzo zonale della Sardegna allineato al PUN

Principali evidenze del mercato elettrico

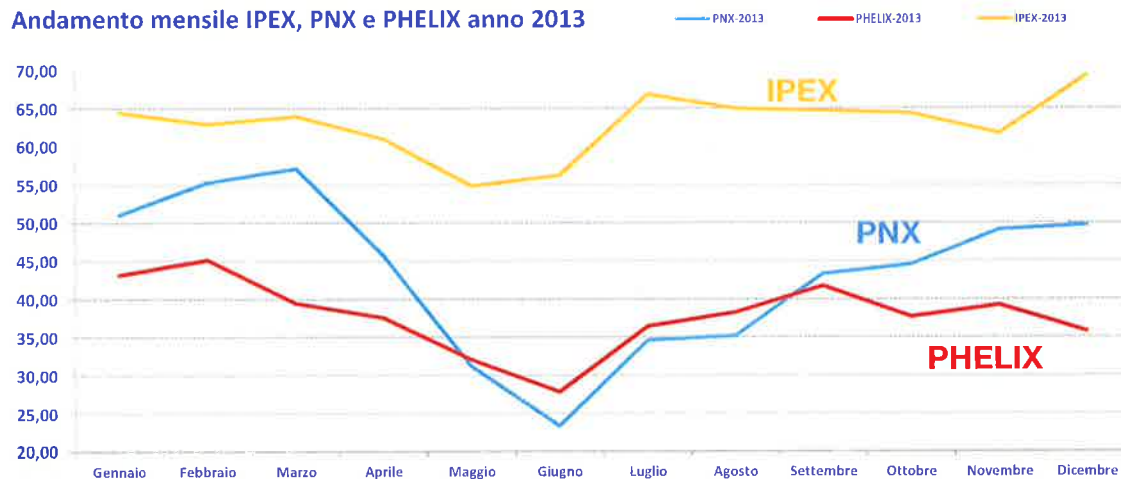
Confronto PUN anni 2011-2013 e borse estere 2013

Andamento mensile del PUN



I valori del PUN mensile registrati per l'anno 2013* sono generalmente inferiori rispetto a quelli del 2012 e del 2011, principalmente a causa della riduzione dei consumi

Andamento mensile IPEX, PNX e PHELIX anno 2013



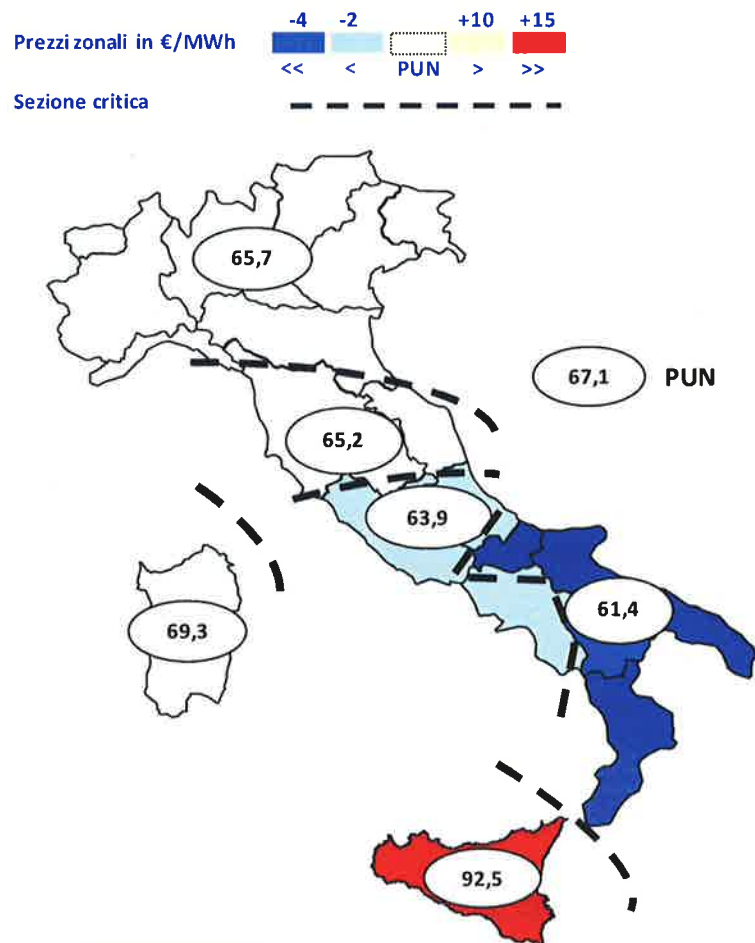
Nel 2013 permane il delta di prezzo tra il mercato italiano* ed i principali mercati esteri (Δ IT-DE=25,11 €/MWh; Δ IT-FR=19,62 €/MWh) con andamenti atipici rispetto al mercato francese nei primi e negli ultimi mesi dell'anno dovuti ad indisponibilità delle centrali nucleari ed elevato carico per temperature rigide

* PUN medio 2013 circa 63 €/MWh

Principali evidenze del mercato elettrico

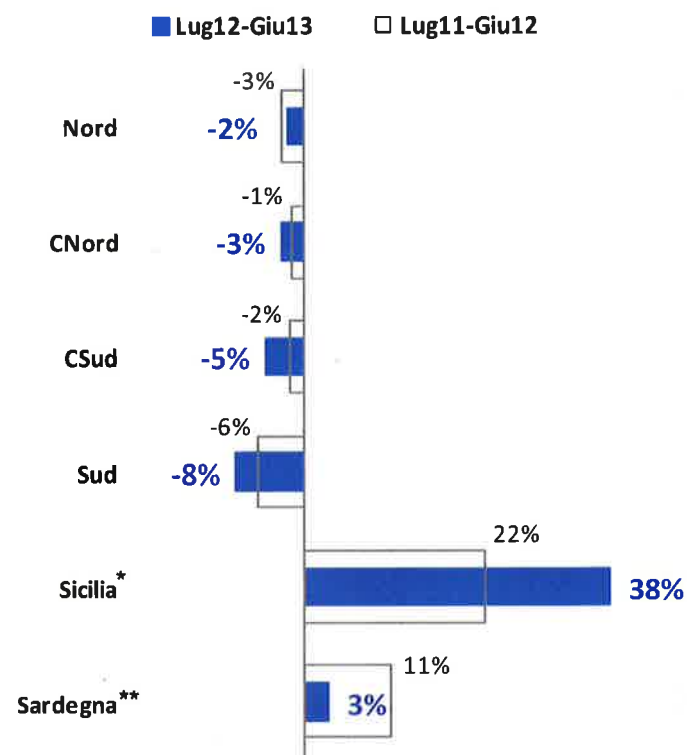
Luglio 2012-Giugno 2013 vs periodo precedente

▪ Luglio 2012 – Giugno 2013 (€/MWh)



Fonte dati: GME

▪ Pzon/PUN (%) vs. periodo precedente



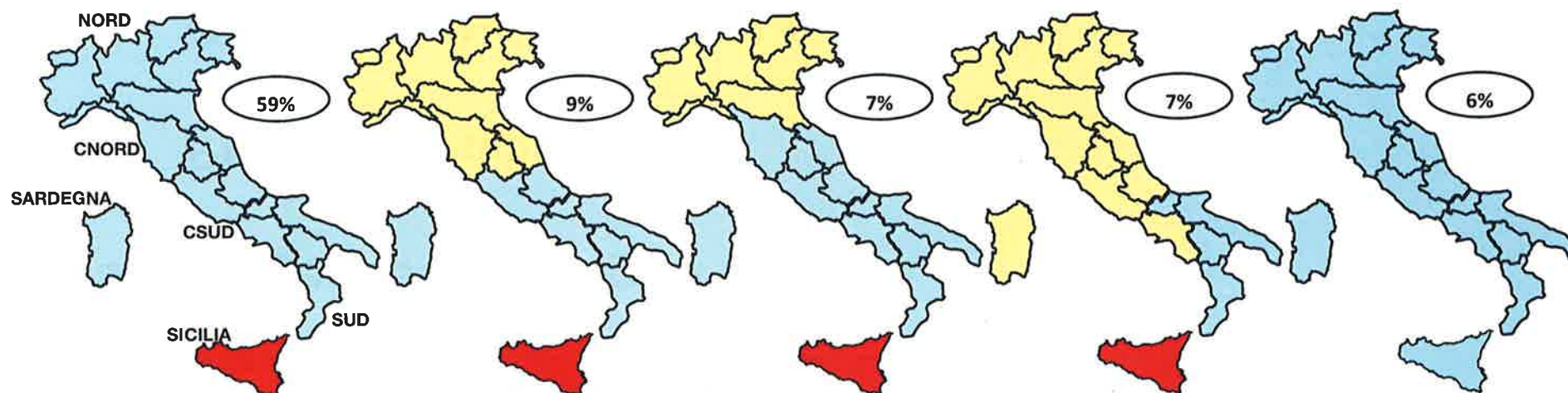
* Principalmente per indisponibilità programmate UP

** Prezzo zonale Sardegna sostanzialmente allineato al PUN. Prezzo zonale Sardegna +29% rispetto al PUN nel periodo Luglio 2009 – Giugno 2010 con SAPEI non completato (l polo in servizio da dicembre 2009).

Principali evidenze del mercato elettrico

Configurazioni zionali più frequenti anno 2013

Incidenza percentuale delle ore per tipologia di configurazione di mercato



Frequenza e rendita da congestione per singola sezione di mercato

Zone interessate	Ore congestione	Incidenza % su ore TOTALI di congestione	Incidenza % su rendita (Tot. 185 Mln€)
Sud → Centro Sud	1.008	9%	31%
Rossano → Sicilia	7.185	65%	23%
C.Sud → C. Nord	1.099	10%	18%
Nord → Centro Nord	287	3%	9%
Centro Nord → Nord	669	6%	8%
Brindisi/Foggia → Sud	243	2%	6%
Centro Sud → Sardegna	276	2%	5%
Centro Nord → Centro Sud	153	2%	5%

- La configurazione più frequente evidenzia un sostanziale allineamento del prezzo con l'esclusione della zona Sicilia anche grazie agli investimenti realizzati sulla RTN
- L'interconnessione tra continente e Sicilia risulta essere la sezione che si satura più frequentemente
- La saturazione della sezione tra Sud e Centro Sud risulta essere quella che contribuisce maggiormente alla rendita da congestione complessiva

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 2014**
8. **Risposte ai quesiti ricevuti**

Scenari evolutivi PdS

Capacità Produttiva

- Si confermano ipotesi di crescita 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 fonti rinnovabili fino a 120-130 TWh, di cui 30 TWh da fotovoltaico)
- non prevista crescita capacità termoelettrica convenzionale (sottoutilizzo impianti nuovi e *decommissioning* * impianti obsoleti)

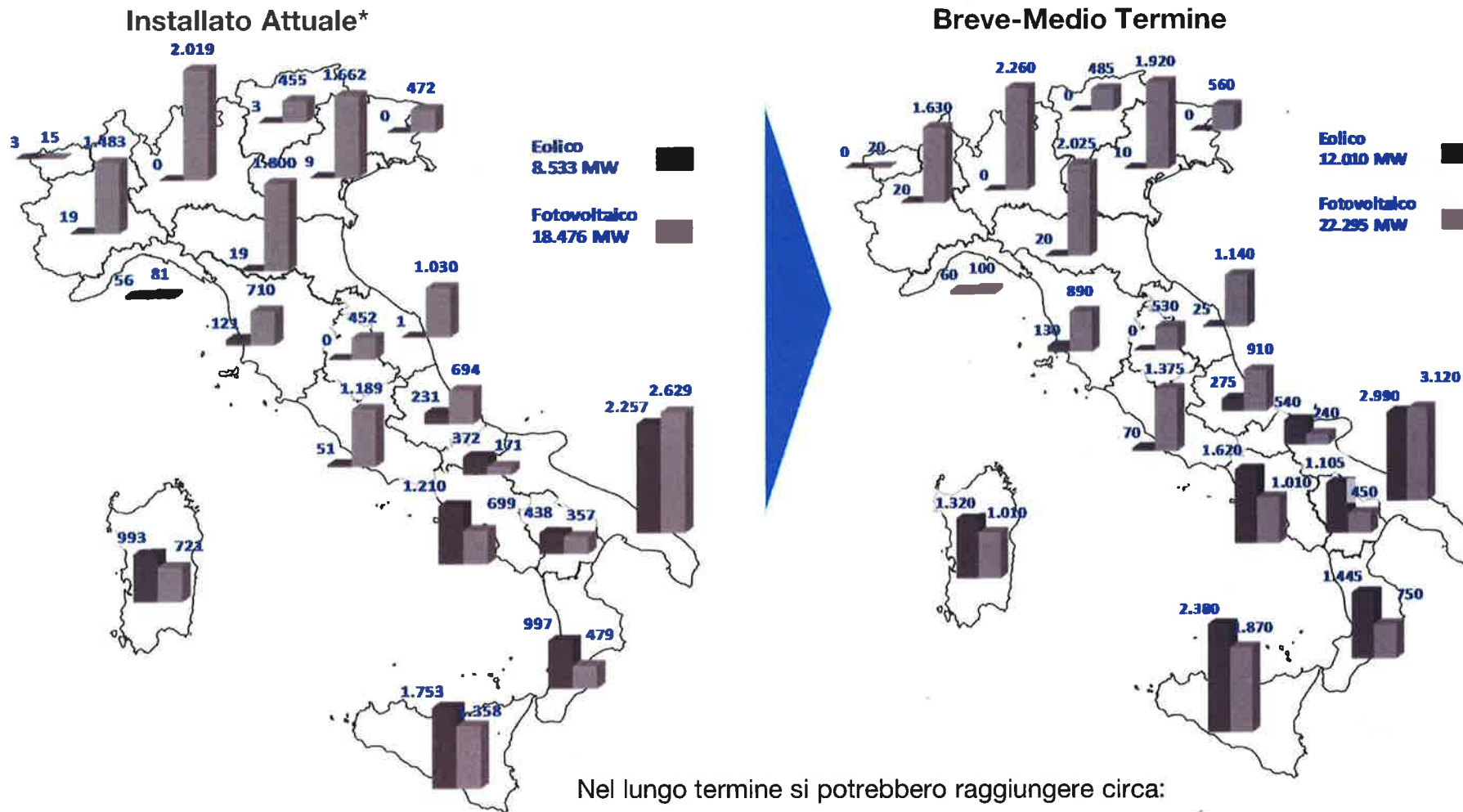
Domanda elettrica

- Nel 2013 riduzione della domanda del 3%** rispetto valori del corrispondente periodo dell'anno precedente
- Evoluzione della domanda con trend significativamente più contenuti nel medio periodo per il protrarsi dello scenario macroeconomico sfavorevole

* Circa 4 GW dismessi nel 2013 e nel primo semestre 2014

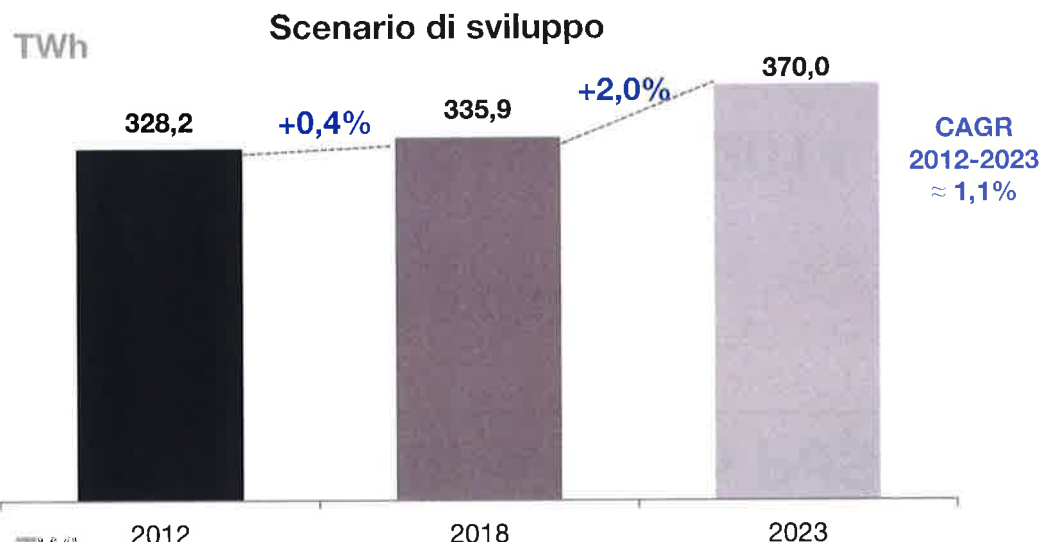
** Nel PdS 2014 si riporta una riduzione del 3,4% (dato provvisorio 2013)

Scenari Energie Rinnovabili (PV, WIND)



* PdS 2014 - Dati 2013

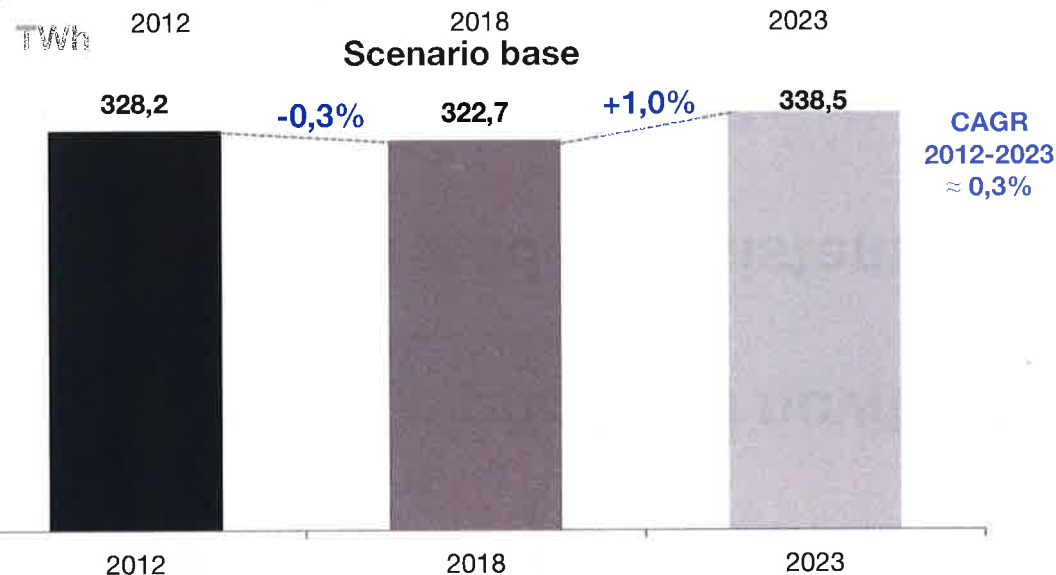
Scenario evolutivo della domanda (MT e LT)



Previsioni della domanda in potenza

Scenario di sviluppo

Anno	Potenza*
2019 ipotesi bassa/alta	57/59 GW
2023 ipotesi bassa/alta	63/68 GW



Scenario base

Anno	Potenza*
2019 ipotesi bassa/alta	53/55 GW
2023 ipotesi bassa/alta	57/62 GW

Al fine di valutare gli impatti sul sistema elettrico della produzione da fonti rinnovabili si prevede di utilizzare anche lo scenario base in quanto consente di evidenziare meglio i possibili rischi di sovraccarico sulle linee interessate dal trasporto delle potenze eccedenti il carico locale

* La punta registrata per l'anno 2013 è stata pari a 53,9 GW. Punta max storica Italia 56,8 GW 18 dicembre 2007

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 2014**
8. **Risposte ai quesiti ricevuti**

Nuove esigenze di sviluppo PdS 2013 e 2014

Massimizzazione scambi con l'estero

- Rimozione vincoli alla capacità di trasporto linee 380 kV esistenti area Nord-Ovest (per massimizzare incremento scambi su frontiera francese)
- Rimozione vincoli alla capacità di trasporto delle rete AT area Nord-Est (per migliorare utilizzo infrastrutture interconnessione esistenti frontiera austriaca)

Riduzione congestioni interzonal

- Rimozione vincoli capacità di trasporto tra zone CSud-CNord

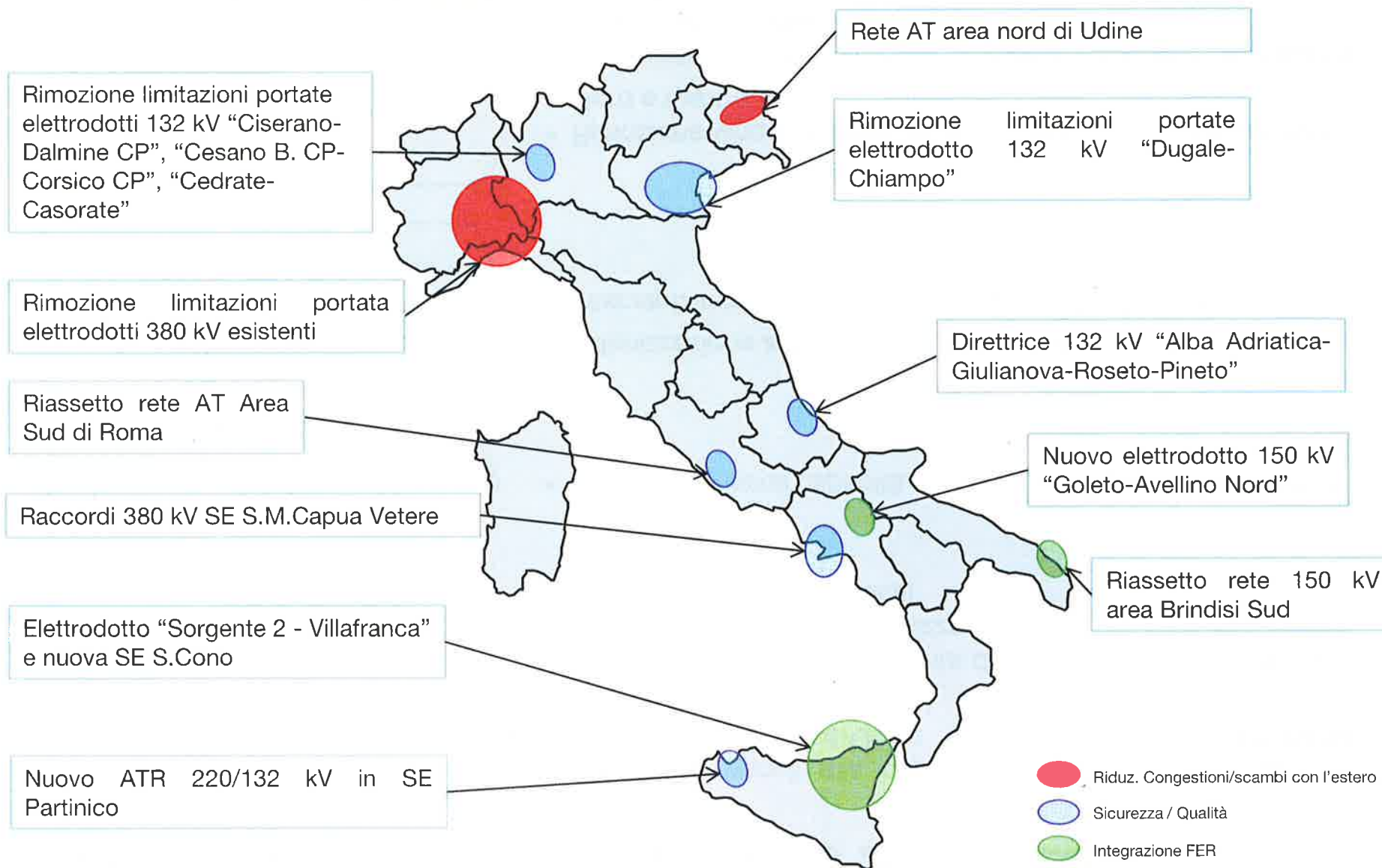
Integrazione fonti rinnovabili

- Ottimizzazione assetti di rete AAT previsionali Sicilia
- Interventi incremento magliatura rete AAT/AT al Sud

Miglioramento sicurezza e qualità locale

- Rimozione vincoli e incremento magliatura porzioni di rete AT Nord e Centro
- Adeguamento della capacità di trasformazione e regolazione tensioni aree Roma, Cagliari e Palermo

Nuovi interventi PdS 2013



Nuovi interventi PdS 2013

Rimozione limitazioni portata elettrodotti 380 kV area Nord Ovest

Motivazioni: Rimuovere vincoli di rete per massimizzare import da Francia in tempistiche coerenti con la realizzazione della nuova linea di interconnessione HVDC Piossasco-Grand'Île

Obiettivi:

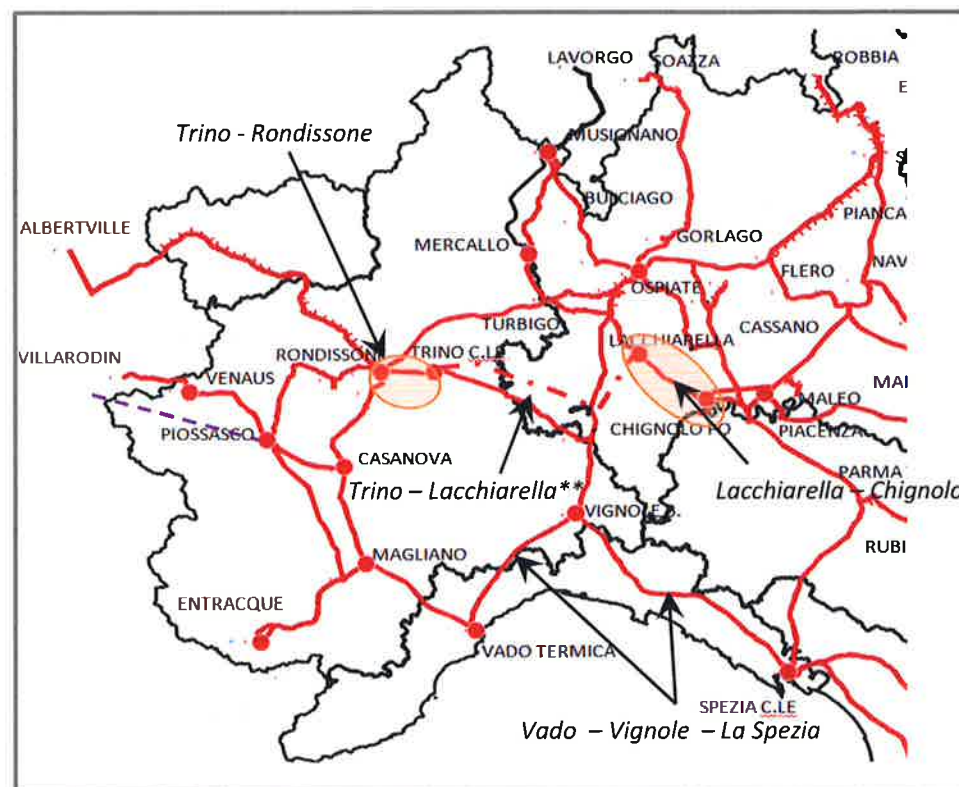
- Ridurre le congestioni rete
- Incrementare TTC
- Migliorare margini sicurezza esercizio

Descrizione:

È prevista la rimozione delle limitazioni sugli elettrodotti 380 kV Lacchiarella – Chignolo e Rondissone-Trino*

Valutazioni tecnico-economiche:

- Incremento TTC di circa 200 MW
- Rimozione vincoli generazione
- IP ~ 4,0



* In aggiunta a quanto già previsto nei Piani precedenti per la dorsale 380 kV Vado-Vignole-Spezia

** In servizio da gennaio 2014

Nuovi interventi PdS 2013

Elettrodotto 380 kV "Sorgente 2 - Villafranca"

Motivazioni:

Incrementare magliatura rete 380 kV Sicilia per integrazione sistema siculo con rete e mercato nazionale e favorire il pieno sfruttamento delle FER

Obiettivi:

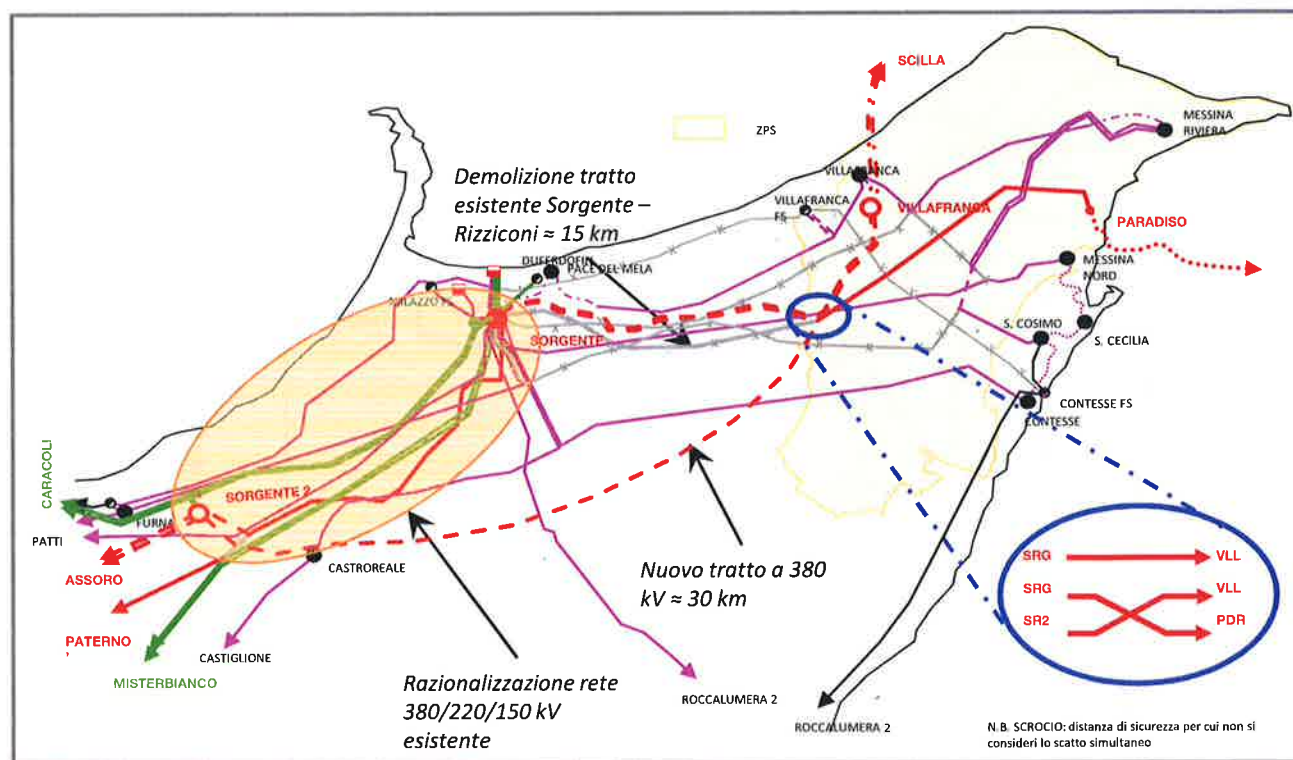
- Rimozione congestioni rete primaria Sicilia
- Migliorare margini sicurezza e affidabilità
- Integrazione FER Sicilia

Valutazioni tecnico-economiche:

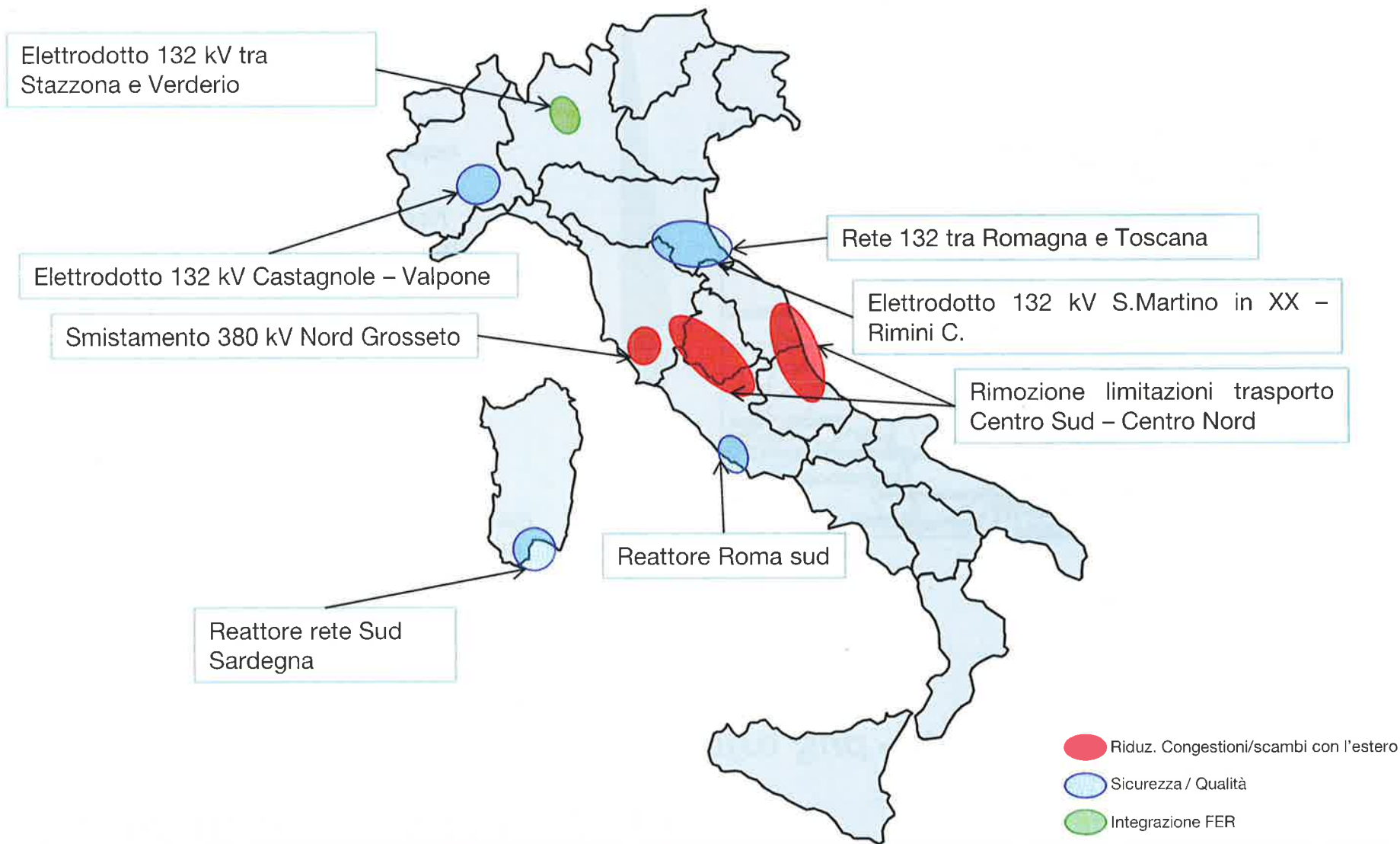
- Rimozione vincoli generazione
- Riduzione perdite
- IP ~ 1,4

Descrizione:

- Realizzazione nuovi collegamenti a 380 kV tra le stazioni elettriche di Villafranca, Sorgente e Sorgente 2 (ME)
- Razionalizzazione rete esistente 380/220/150 kV



Nuovi interventi PdS 2014



Nuovi interventi PdS 2014

Rimozione limitazioni trasporto Centro Sud – Centro Nord

Motivazioni: Ridurre limitazioni di esercizio su asset esistenti per il miglioramento dei margini di sicurezza di esercizio della rete.

Obiettivi:

- Ridurre le congestioni rete
- Migliorare margini sicurezza esercizio

Descrizione:

Sono previsti interventi di rimozione vincoli su alcune dorsali 220 kV nonché sulle relative trasformazioni 380/220 kV.

Valutazioni tecnico-economiche:

- Rimozione vincoli generazione
- IP ~ 3,0



Nuovi interventi PdS 2014

Stazione smistamento 380 kV Nord Grosseto

Motivazioni: Incrementare la flessibilità e la sicurezza di esercizio di asset esistenti.

Obiettivi:

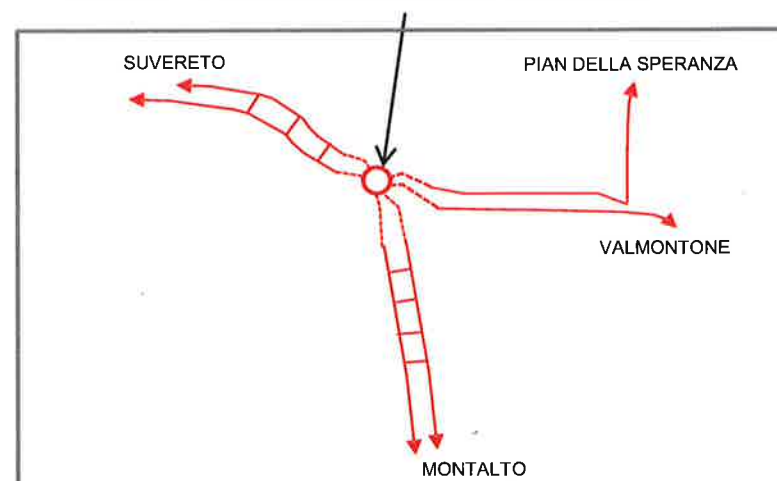
- Rimuovere vincoli di esercizio prevalentemente a rete non integra
- Aumentare la flessibilità di esercizio della rete 380 kV
- Migliorare i profili di tensione

Descrizione:

È prevista la realizzazione di una nuova SE di smistamento 380 kV da collegare agli elettrodotti 380 kV “Montalto – Pian della Speranza”, “Montalto – Suvereto” e “Suvereto – Valmontone”. Si valuterà inoltre la possibilità di installare opportuni apparati di compensazione reattiva presso la nuova SE



Nuova SE di smistamento e raccordi linee 380 kV



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 2014**
8. **Risposte ai 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**

Interventi volti a ridurre le **congestioni per l'utilizzo di impianti da fonti rinnovabili**

Interventi per la **qualità, la continuità e la sicurezza del servizio**

Obiettivi e benefici

Riduzione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica

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

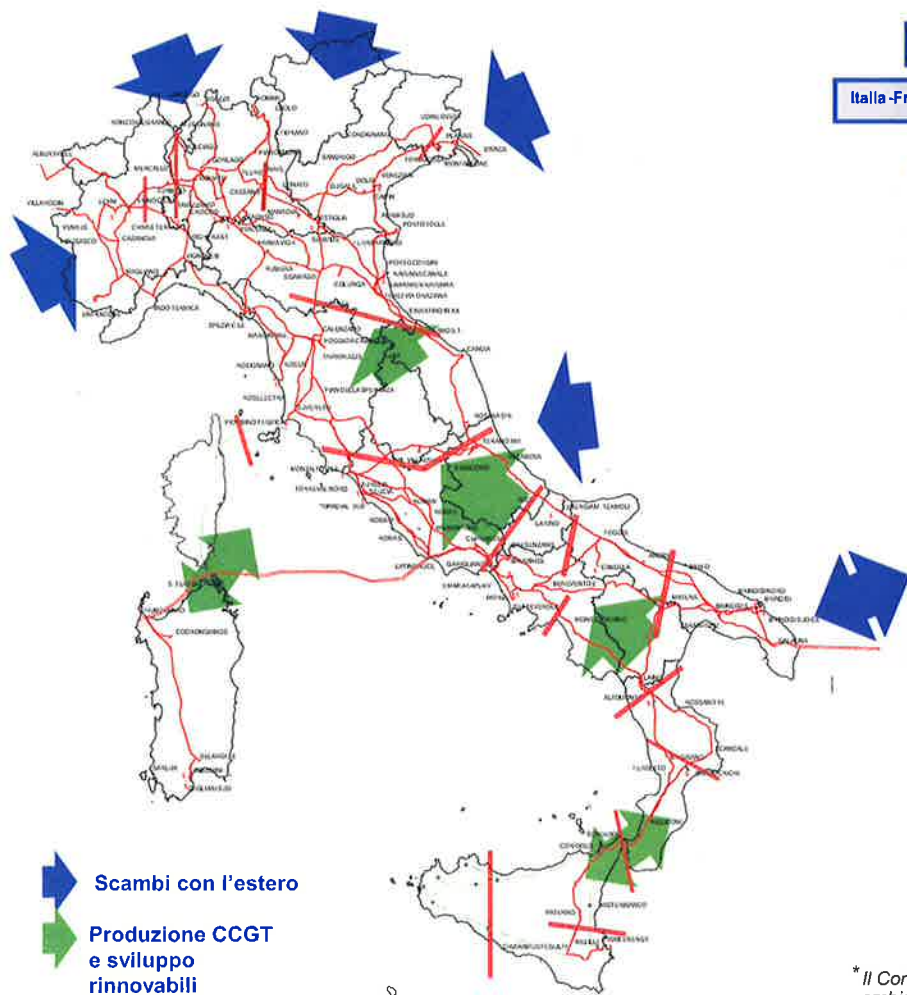
Riduzione delle quantità di energia movimentata su MSD per limitazioni in corrente e tensione

Integrazione della produzione da FRNP, risoluzione vincoli di rete, migliorare capacità di regolazione (riserva e risorse di bilanciamento)

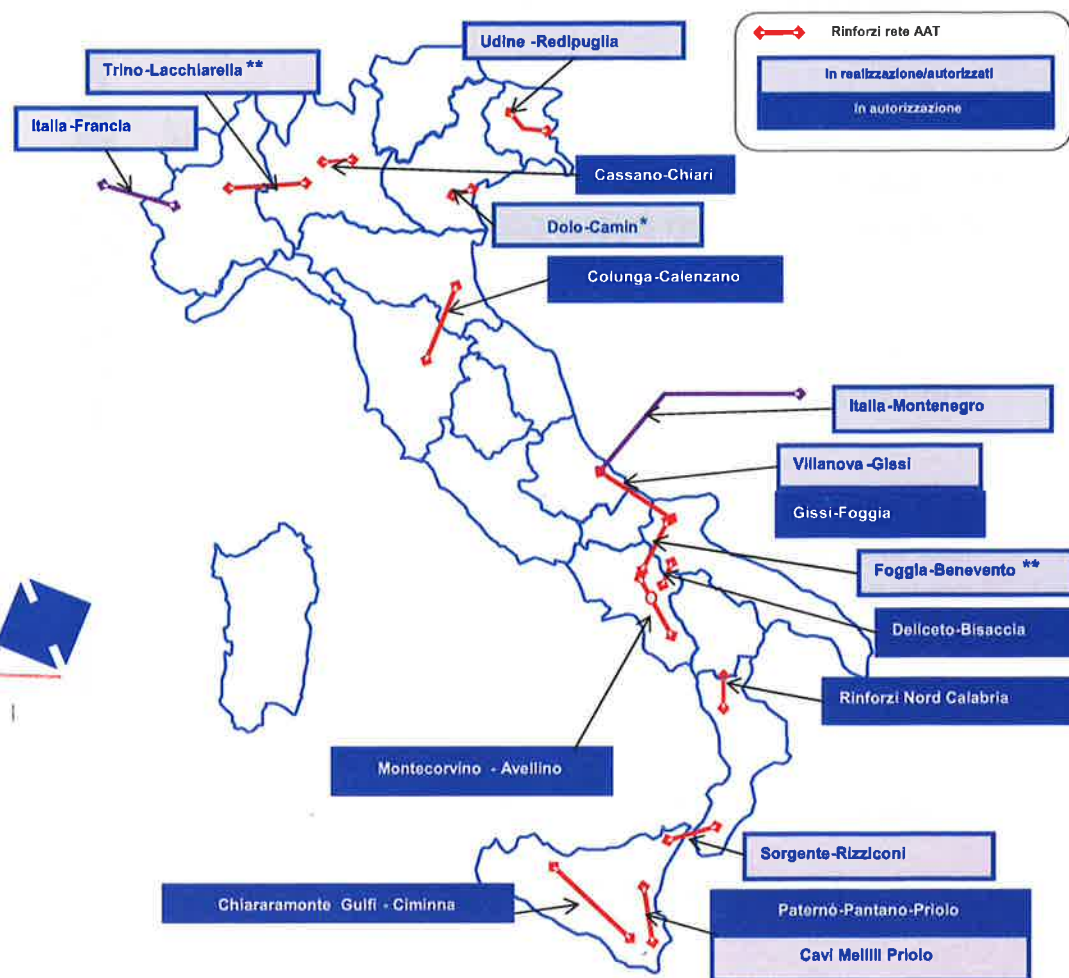
Riduzione rischi energia non fornita, miglioramento stabilità, profili di tensione nei nodi, riduzione perdite

Principali interventi di Sviluppo

Sezioni critiche per cong. rete AAT



Progetti PdS



* Il Consiglio di Stato (Sezione Sesta) con sentenza del 10 Giugno 2013 ha annullato il provvedimento di compatibilità ambientale del 2 febbraio 2010 ed il successivo decreto di autorizzazione del 7 aprile 2011.

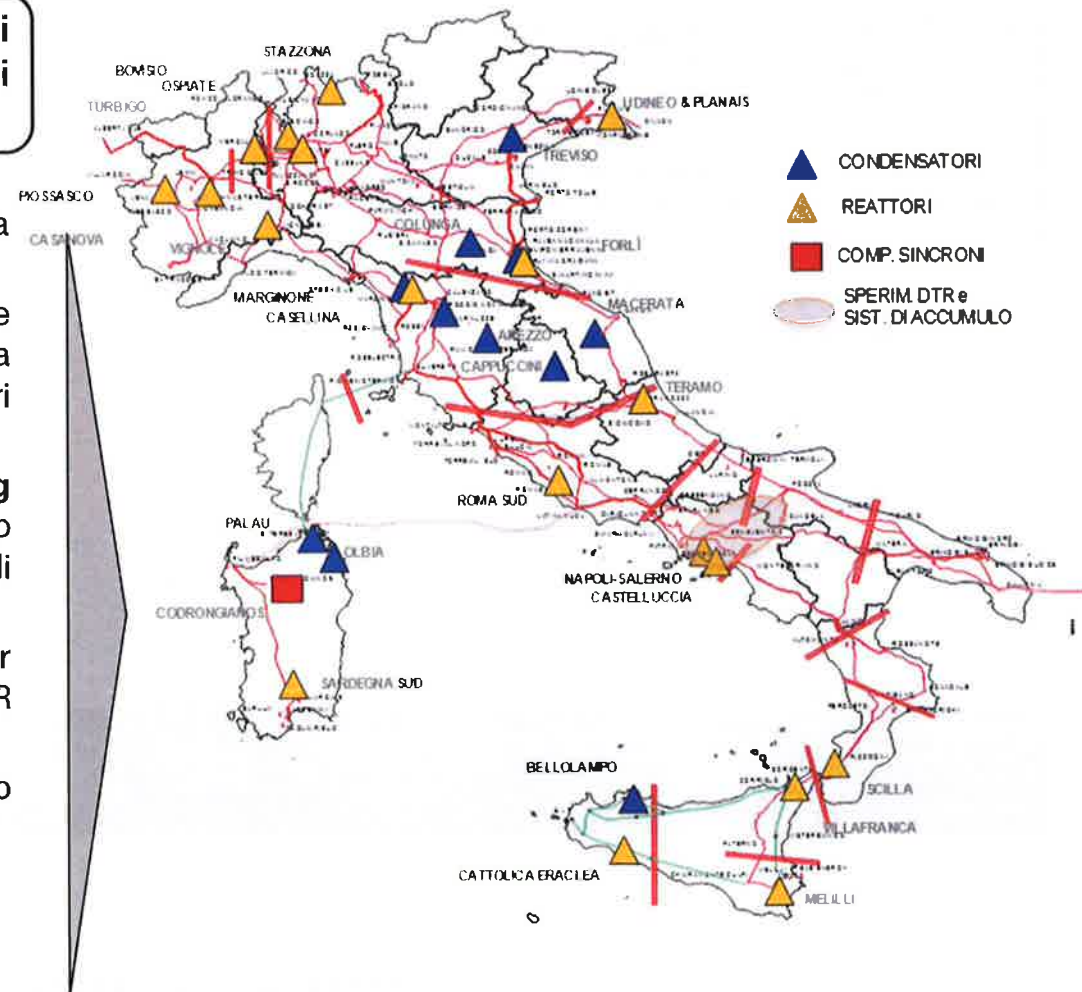
** 380 kV Trino - Lacchiarella in servizio da gennaio 2014; 380 kV Foggia - Benevento in esercizio provvisorio da giugno 2014

Flessibilità e sicurezza d'esercizio

Innovazione tecnologica - Smart Transmission Solutions

Rendere la RTN più flessibile e capace di adeguarsi al rapido mutare degli scenari di sistema

- **Compensatori sincroni** per il miglioramento della stabilità e della sicurezza di esercizio del sistema
- **Condensatori e Reattori** per la corretta gestione dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla rete e conseguente riduzione oneri MSD
- **Cond. alta capacità e Dynamic Thermal Rating (DTR)** per massimizzare la capacità di trasporto delle linee esistenti in funzione della temperatura di esercizio
- **Sperimentazione sist. accumulo diffuso** per massimizzare lo sfruttamento delle risorse da FER e migliorare la regolazione del sistema AAT/AT
- **Logiche smart** per migliore previsione controllo generazione distribuita (es. progetto GREEN-ME)



Tempistiche degli interventi prioritari

Principali opere autorizzate (1/3)

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2014	Previsione completamento Opera principale
Interconnessione estero	HVDC Italia-Montenegro	2007	2007/2009	2009	NA	2010	2011	2011	<ul style="list-style-type: none"> - Aggiudicati contratti principali per forniture e posa in opera dei cavi marini e lotto di realizzazione delle due stazioni di conversione) - Acquisiti i terreni per la realizzazione della SE di Cepagatti; aperti i cantieri; - acquisiti i terreni relativi alla SE di Kotor; - avviata l'attività di qualifica dei cavi; - difficoltà autorizzazioni in acque interne croate 	2017/19*
	HVDC Grand'Île – Piossasco	2008 **	2008/2009	2009	NA	2010	2010	2011	<ul style="list-style-type: none"> - completate le nuove sezioni 380/220/132 kV in GIS della stazione di Piossasco; - in corso attività propedeutiche di preparazione del sito HVDC di Piossasco - avviata la gara per la fornitura in opera dei cavi ed è in corso la relativa qualifica; - definito l'accordo con partner privato Transenergia srl per regolare le rispettive obbligazioni tecniche ed economiche 	2019

* date stimate a dicembre 2013 (PdS 2014) rispettivamente per l'energizzazione del collegamento e per il successivo completamento della realizzazione dell'opera

** Nel 2004 è stata inserita per la prima volta nel Piano di Sviluppo l'esigenza di realizzazione di una nuova linea di interconnessione AC tra Italia – Francia

Tempistiche degli interventi prioritari

Principali opere autorizzate (2/3)

Classificazioni e in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2014	Previsione completamento Opera principale
Riduzione congestioni tra zone di mercato	Elettrodotto 380 kV "Villanova - Gissi"	2005	2005/2009	2009	2011	2012	2012	2013*	In corso progettazione esecutiva: - eseguito rilievo laser su intera tratta; in corso affidamento incarichi per le indagini geotecniche e gli asservimenti;	2015
	Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento II	2003	2003/2006	2006	2009	2010	Campania 2010 Puglia 2011	2011	In corso esecuzione fondazioni e montaggio sostegni	2014 **
	Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi": tratti aerei, S/E Sorgente, S/E Scilla e S/E Villafranca	2003	2003/2006	2006	2009	2009	2009	2010	Messa in servizio SE 380/220/150 kV di Sorgente; Completata SE di Scilla in corso sistemazione sito S/E Villafranca; avviata la costruzione del fabbricato GIS	2015
	Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi": tratto in cavo marino "Scilla - Villafranca"				NA	2008	Sicilia: 2008 Calabria: 2009	2009	Concluse le attività di posa della prima e seconda trona di cavi	
	Elettrodotto 380 kV "Paternò - Pantano - Priolo" - cavo 380 KV "Priolo G.- Melilli" e opere connesse	2006	2007/2008	2009	NA	2009	2010	2011	Stazione Priolo: aperto il cantiere opere civili nuovo impianto GIS 380kV. Cavi 380kV Priolo-Melilli: progettazione esecutiva in corso; materiali in corso di approvvigionamento. Stazione Melilli: completate le opere civili della nuova sezione 380kV, avviati i montaggi elettromeccanici.	2015

* L'opera è stata autorizzata in data 15 gennaio 2013 con decreto del MISE e in data 4 marzo 2013 l'autorizzazione è stata volturata a TERNA

** In assetto provvisorio

Tempistiche degli interventi prioritari

Principali opere autorizzate (3/3)

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento o Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2014	Stima completamento Opera principale
Riduzione congestioni intrazonali	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova: elettrodotto 380 kV "Fusina - Dolo - Camin"	2004	2004/2007	2007	2010	2010	2008	2011	Il Consiglio di Stato (Sezione Sesta) con sentenza n. 03205/2013.REG.PROV.COLL. del 20 ottobre 2009, ha annullato il provvedimento di compatibilità ambientale del 2 febbraio 2010 ed il successivo decreto di autorizzazione alla costruzione ed esercizio del 07 aprile 2011. Sulla base di quanto stabilito dalla sentenza TERNA sta verificando con il MISE, MATT, MIBAC, le modalità per riavviare il procedimento autorizzatorio e sanare il vizio del parere dei Beni Culturali così come richiesto dal Consiglio di Stato; Terna, inoltre, ha presentato al Consiglio di Stato in data 15/07/2013 la richiesta di giudizio di ottemperanza per la corretta esecuzione della richiamata sentenza. Sono state effettuate le attività per la messa in sicurezza e la conservazione delle opere già realizzate a seguito della chiusura dei cantieri per la sentenza di annullamento del decreto autorizzativo sopra citata	da definire
	Elettrodotto 380 kV "Udine O. - Redipuglia"	2002	2002/2008	2008	2011	2012	2012	2013	- In corso progettazione esecutiva della linea 380 kV - aperto il cantiere della SE di Udine Sud	2016
	Elettrodotto 380 kV "Trino - Lacchiarella"	2002	2002/2008	2008	2010	2010	2010	2010	Conclusione di tutte le attività, inclusa la tesatura, in corso gli adeguamenti degli stalli presso le stazioni elettriche di Trino e Lacchiarella e le prove	2014*

* In servizio da gennaio 2014.

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	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione
Riduzione congestioni tra zone di mercato	Elettrodotto 380 kV "Calenzano - S.Benedetto del Querceto - Colunga"	2005	2005/2009	2009	In esame VIA		
	Elettrodotto 380 kV "Gissi - Larino - Foggia"	2007	2007/2011	2012	In esame VIA		
	Elettrodotto 380 kV "Montecorvino - Benevento"	2004	2004/2010*	2010*	In esame VIA		2013
	Riassetto rete nord Calabria: Elettrodotto 380 kV "Laino - Altomonte"	2007	2007/2008	2010	In esame VIA (competenza passata dalla Regione allo Stato)		
	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"	2007	2007/2010	2012	In esame VIA		
	Elettrodotto 380 kV "Paternò - Pantano - Priolo" e opere connesse	2005	2005/2009	2010	2013	da convocare	2012
Riduzione congestioni intrazonali	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	2010	2010/2012	2013			
	Elettrodotto 380 kV "Chiaramonte Gulfi - Ciminna"	2004	2004/2010	2011	In esame VIA		

* le date sono riferite alla tratta Montecorvino - Avellino Nord

Razionalizzazione/selettività investimenti

Opere di sviluppo poste in valutazione nel PdS 2014

In ordine ad una sempre maggiore selettività degli investimenti sulla RTN a beneficio degli utenti del sistema elettrico Terna ha ritenuto di porre *in valutazione* da questa edizione del PdS alcune opere di sviluppo

Incertezza relativa alla fattibilità delle opere nell'orizzonte di piano

Alto grado di incertezza delle fasi concertativa/autorizzativa precedenti la realizzazione dell'opera

Variazione scenari domanda/generazione

Riduzione fabbisogno, minori trend di crescita domanda, evoluzione parco generazione

Incertezza condizioni al contorno

variazione connessioni, dismissione centrali e grosse utenze industriali, rescissione contratti CIP6,..)

Nuove soluzioni tecnologiche

opportunità offerte dallo sviluppo delle tecnologie, che in alcuni casi consentono di rimuovere le limitazioni della rete esistente, massimizzandone l'efficienza

Interventi/Opere poste in valutazione

- Interventi/opere già approvate nei piani precedenti e attualmente in valutazione
- Non previsto al momento l'avvio delle attività nell'orizzonte di piano, fatta salva l'eventualità di una futura modifica delle esigenze/condizioni al contorno che consenta di superare le attuali incertezze riprogrammando le opere in argomento nei prossimi Piani di Sviluppo
- Monitoraggio condizioni di realizzabilità/sostenibilità delle opere
- Non previsti investimenti nell'orizzonte di Piano
- Valutazione possibili alternative adeguamento rete esistente

Principali interventi posti in valutazione

Regione	Intervento Piano di Sviluppo	motivazioni principali
Lombardia	Razionalizzazione Media Valtellina (Fase B)	<ul style="list-style-type: none"> • Incertezza fattibilità in orizzonte di piano • Variazione scenari
Piemonte	Elettrodotto 380 kV Casanova - Asti - Vignole	<ul style="list-style-type: none"> • Incertezza fattibilità in orizzonte di piano • Alternative offerte da nuove soluzioni tecnologiche
Lombardia/Emilia Romagna	Elettrodotto 380 kV tra Pavia e Piacenza	<ul style="list-style-type: none"> • Incertezza fattibilità in orizzonte di piano • Alternative offerte da nuove soluzioni tecnologiche
	Elettrodotto a 380 kV tra Mantova e Modena	<ul style="list-style-type: none"> • Incertezza fattibilità in orizzonte di piano • Variazione scenari
Veneto	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	<ul style="list-style-type: none"> • Incertezza fattibilità in orizzonte di piano • Alternative offerte da nuove soluzioni tecnologiche
Marche/Abruzzo	Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo	<ul style="list-style-type: none"> • Incertezza fattibilità in orizzonte di piano • Alternative offerte da nuove soluzioni tecnologiche
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Partanna – Ciminna	<ul style="list-style-type: none"> • Incertezza fattibilità in orizzonte di piano • Incertezza condizioni al contorno
Campania/Basilicata	Elettrodotto 380 kV Aliano – Tito – Montecorvino	<ul style="list-style-type: none"> • Incertezza fattibilità in orizzonte di piano • Incertezza condizioni al contorno
Sardegna/Toscana	Interconnessione Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I. 3)*	<ul style="list-style-type: none"> • Variazione scenari • Incertezza condizioni al contorno e fattibilità**

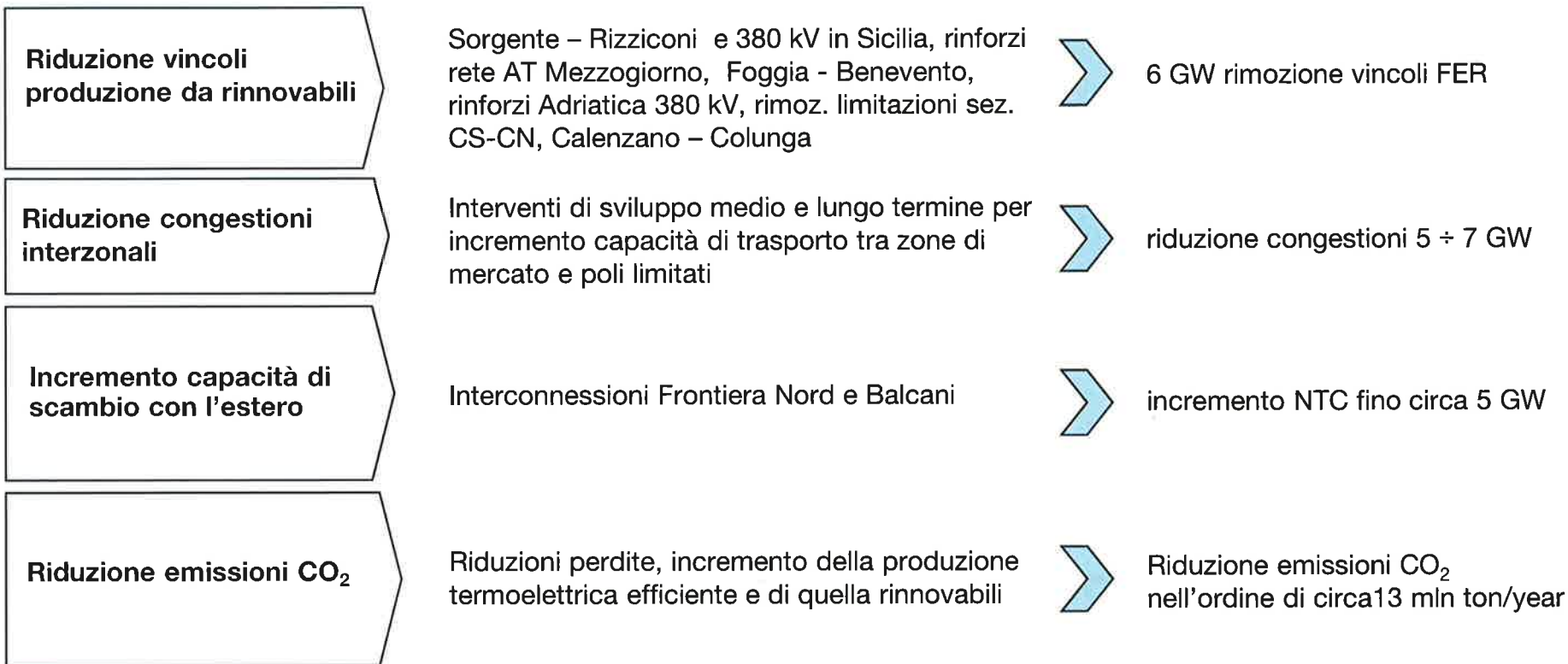
* Confermati interventi su asset esistenti adeguamento a nuovi standard tecnologici per prolungamento vita utile SACOI

** Tri-terminale HVDC con soluzione VSC - linee miste aereo / cavo terrestre-marino

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 2014**
8. **Risposte ai quesiti ricevuti**

Risultati attesi PdS 2014

Benefici Elettrici *



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

* Valori aggiornati non considerando interventi in valutazione

** Benefici attualizzati PdS 2014

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 2014**
8. **Risposte ai quesiti ricevuti**

Interconnector previsti dalla Legge 99/2009

Quesito

Il Piano di Sviluppo si limita a citare l'aumento della capacità di interconnessione associato agli *interconnector ex lege 99/09* (per complessivi 2500 MW), ma non entra nel merito dei singoli progetti. Si richiede a Terna di fornire maggiori indicazioni in merito ai progetti associati agli interconnector di cui alla legge 99/09

Risposta

Le schede descrittive dei singoli interventi relativi ai progetti interconnector sono riportate nel documento *Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti*

Cod. intervento	Nome Intervento	Rif. Pag.
1-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera	22, 39
2-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Francia	22
100-I	Incremento della capacità di interconnessione con l'Austria	39, 62
200-I	Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia	62
600-I	Incremento della capacità di interconnessione con il Nord Africa	153

Si ricorda che, relativamente a tali interventi, Terna è incaricata per quanto necessario allo studio, predisposizione e autorizzazione dei progetti, sulla base dei contratti di mandato stipulati ai sensi di Legge con i soggetti privati finanziatori

Iniziative merchant lines private

Quesito

Nel Piano di Sviluppo nulla è riportato per le altre *merchant lines* di iniziativa privata (salvo un generico riferimento nel PDS 2013 ad una iniziativa di Moncada). Si richiede a Terna di chiarire quali siano le richieste di connessione associate alle merchant lines presentate negli ultimi anni al Gestore (indipendentemente che siano state o meno autorizzate o che abbiano o meno stipulato il contratto di connessione).

Risposta

Le *merchant lines* sono iniziative nella esclusiva titolarità di soggetti privati diversi dal TSO. Terna non dispone di informazioni certe o di garanzie/impegni del proponente in merito alla progettazione, autorizzazione e realizzazione di tali iniziative*. Pertanto nel PdS sono riportati esclusivamente gli eventuali interventi di sviluppo della RTN la cui realizzazione da parte di Terna è stata contrattualizzata** ai fini della connessione delle linee merchant alla RTN.

* A parte la programmazione degli eventuali impianti RTN necessari per la connessione alla rete.

** Per quanto riguarda l'iniziativa di Moncada relativa al collegamento HVDC Brindisi Sud – Babica con l'Albania, pur essendo la stessa autorizzata dal 2008, non risultano ancora avviati i lavori, né contrattualizzata la connessione alla RTN.

Valutazione progetto ITALIA - MONTENEGRO

Quesito

La valutazione economica relativa alla linea di interconnessione con il Montenegro mostra un indice IP di 2,2 a fronte di un investimento stimato di oltre 1000 M€.

Si richiede a Terna di fornire maggiori dettagli in merito a questo calcolo, evidenziando il differenziale di prezzo atteso con l'area balcanica nei prossimi 20 anni e le ore di utilizzazione media della nuova capacità di trasporto.

Risposta

Ipotesi/stime parametri calcolo dei benefici e dei costi del progetto di interconnessione Italia-Montenegro, così come assunti nei Piani di Sviluppo:

- *capacità di trasporto: 1000 ÷ 1200 MW*
- *ipotesi utilizzo interconnessione: 7500 hheq/anno*
- *stima delta prezzo: 30 €/MWh media su orizzonte previsionale*
- *CAPEX: 1100 M€*
- *OPEX annuali convenzionali (stima per collegamenti HVDC marini): 0,2% del CAPEX*
- *tasso attualizzazione convenzionale: 6,3%*
- *orizzonte benefici convenzionale analisi : 20 anni a partire dalla data di entrata in esercizio*

Valutazione progetto ITALIA - MONTENEGRO

Con tali assunzioni, il beneficio principale derivante dall'aumento di energia importata dall'estero è stimato come (beneficio annuo non attualizzato):

$$B_{\text{annuo}} = TTC [MW] * \text{delta prezzo} [€/MWh] * h_{\text{eq}} \text{ utilizzazione annue } [h/\text{anno}] = 225 \text{ M€/anno}$$

Sono trascurati cautelativamente altri benefici/esternalità positive, quali quelli derivanti dalla riduzione delle emissioni, nonché quelli - la cui valutazione risulterebbe più complessa - riconducibili al potenziale aumento della competitività dell'offerta nel mercato elettrico, e al miglioramento della sicurezza del sistema elettrico nazionale per la presenza di un'ulteriore interconnessione HVDC al centro della penisola*.

Data la potenziale incertezza nel mantenimento nel tempo dei benefici considerati, si è ritenuto di limitare l'analisi al ventesimo anno successivo all'entrata in esercizio, ottenendo così una valutazione più prudente rispetto quella che considera l'orizzonte di vita utile convenzionale di questa tipologia di asset

$$IP = \frac{\text{Benefici att.}}{\text{Costi att.}} = 2,2$$

L'analisi effettuata, unitamente all'avere considerato prudenzialmente le voci di beneficio principale e per soli 20 anni, appare offrire sufficienti garanzie di robustezza

* Il collegamento HVDC rende infatti disponibile importanti servizi di regolazione della frequenza e potrà essere asservito ai sistemi di difesa. Il nodo di Villanova è inoltre particolarmente strategico per la riaccensione del sistema elettrico italiano

Valutazione progetti di interconnessione

Quesito

Le valutazioni economiche per le linee di interconnessione si basano esclusivamente sull'analisi del differenziale di prezzo (inteso come la possibilità per il sistema Italia di accedere a energia a basso costo rispetto a quella nazionale), ma non tengono conto di altre esternalità quali le emissioni di CO2 o altri benefici. Viceversa queste esternalità sono tenute in conto nella valutazione condotta da ENTSO-E. Si richiede a Terna di spiegare le motivazioni alla base di tale scelta che rende la valutazione contenuta nel PDS non sempre coerente con quella contenuta nel TYNDP (e alla base della valutazione sui PCI a livello europeo)

Risposta

Nella stima della sostenibilità economica per il sistema degli interventi di interconnessione con l'estero, attualmente si fa riferimento al solo beneficio principale legato all'incremento di scambio di energia tra paesi confinanti caratterizzati da costi di produzione differenti.

Tale beneficio risulta infatti spesso prevalente rispetto agli altri benefici estraibili per tale categoria di interventi. Terna ha tuttavia avviato un processo di evoluzione della metodologia di analisi costi-benefici in cui si prevede un maggiore allineamento alla metodologia in uso in ambito ENTSO-e per quanto attiene il calcolo di alcuni benefici

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 NÉ 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.

Evoluzione metodologia Analisi Costi Benefici

Roma, 25 settembre 2014

1. Contesto nazionale ed europeo

2. Attuale metodologia ACB

3. Metodologia CBA di ENTSO-E

4. Ipotesi evoluzione ACB Terna

5. Piano di lavoro

Contesto nazionale ed europeo

Metodologia Terna

Utilizzata da Terna dal 2005, fornisce in output alle ACB un indice sintetico che rapporta benefici monetizzati e costi per il sistema

Parere AEEG n° 214/2013

Richiede progressiva evoluzione metodologia ACB Terna (in linea con approcci in via di definizione in ambito europeo), maggiore trasparenza scenari, modelli e assunzioni alla base delle valutazioni

Guidelines CBA ENTSO-E

Definiscono un insieme di dati, criteri e metodi, da utilizzare per l'assessment dei progetti del TYNDP

- non forniscono un indice sintetico in output
- alcuni benefici vengono monetizzati, altri sono quantificati ma non monetizzati, altri sono valutati solo qualitativamente mediante indicatori
- i valori dei singoli benefici/indicatori possono essere espressi anche in termini di range di valori cui corrispondono codici cromatici

ACER Opinion 30/01/2014

Richiede progressivi miglioramenti alle linee guida ENTSO-E (Gennaio 2014)

EC Opinion 25/07/2014

Recepisce il parere di ACER proponendo ulteriori miglioramenti alle linee guida ENTSO-E (Luglio 2014)

1. Contesto nazionale ed europeo

2. Attuale metodologia ACB

3. Metodologia CBA di ENTSO-E

4. Ipotesi evoluzione ACB di Terna

5. Piano di lavoro

Metodologia ACB Terna (stato attuale)

Valutazione sostenibilità per il sistema

- Le principali opere del Piano di Sviluppo di Terna sono oggetto di analisi costi-benefici
- Nella valutazione degli investimenti si utilizza l'**Indice di Profittabilità** per il sistema elettrico (**IP**) che rappresenta il rapporto tra i benefici ed i costi attualizzati su un orizzonte temporale convenzionale di 20 anni
- Condizione necessaria per considerare un investimento sostenibile è avere un valore dell'indice IP maggiore dell'unità

$$IP = \frac{\text{TOTALE BENEFICI ATTUALIZZATI}}{\text{TOTALE COSTI ATTUALIZZATI}} > 1$$

- Gli interventi sono classificati secondo 5 categorie, in base al principale beneficio che ciascun intervento apporta al sistema elettrico:
 - A.** → *Aumento scambi con l'estero*
 - B. e C.** → *Risoluzione congestioni inter-zonali*
 - D. e E.** → *Risoluzione congestioni intra-zonali*
 - F.** → *Affidabilità/Sicurezza Aree metropolitane*
 - G.** → *Qualità e sicurezza del sistema*



1. Contesto nazionale ed europeo

2. Attuale metodologia ACB

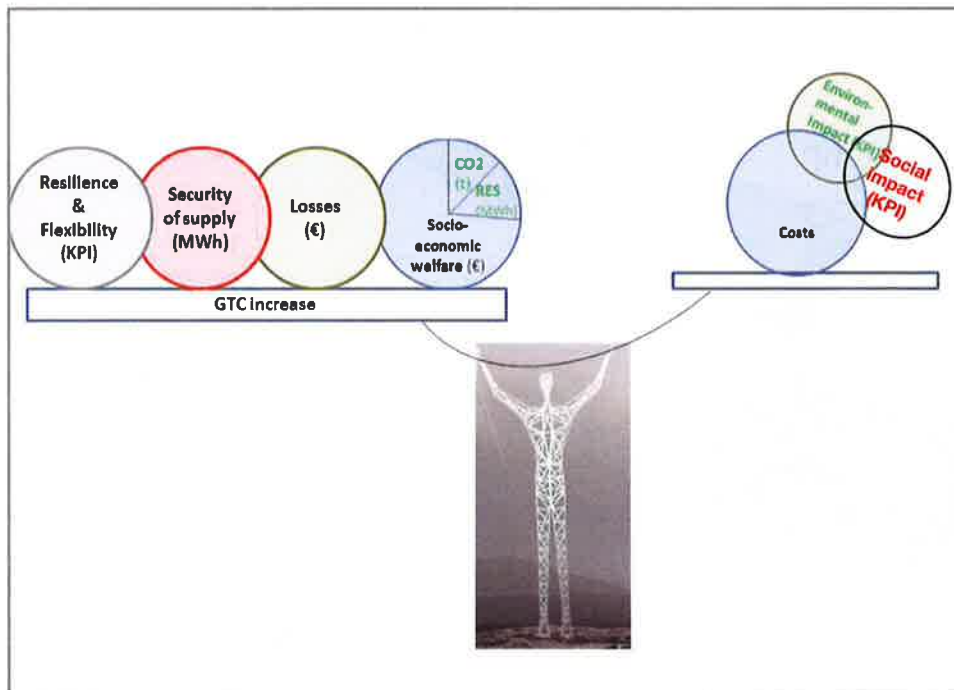
3. Metodologia CBA di ENTSO-E

4. Ipotesi evoluzione ACB di Terna

5. Piano di lavoro

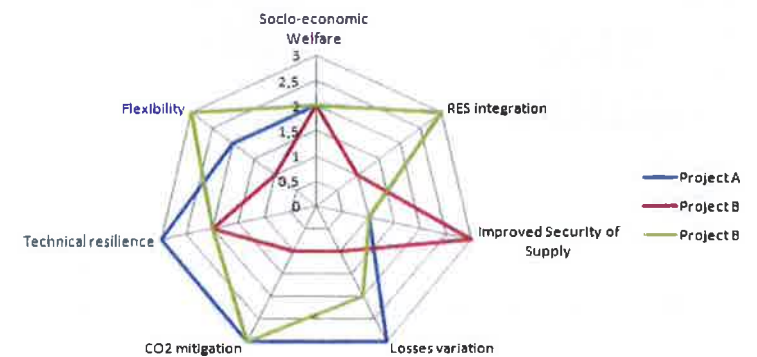
Cost-Benefit Analysis methodology di ENTSO-E

Project assessment



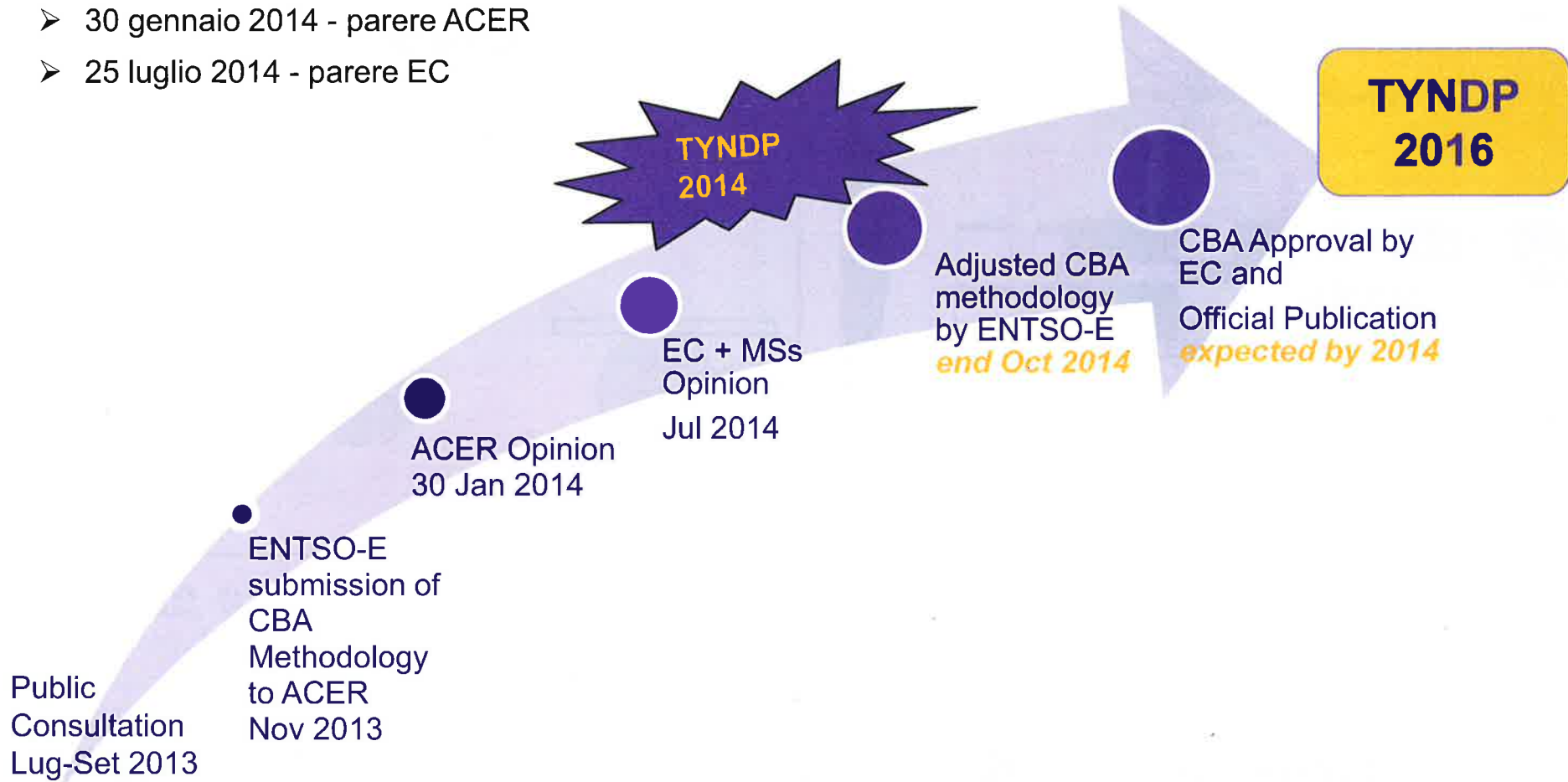
Presentazione risultati

Criteria	Grid Transfer Capability Increase	Socio-economic Welfare	RES integration	Improved Security of Supply	Losses variation	CO2 mitigation	Technical resilience	Flexibility	Social and environmental Impact	Project costs
	MW	M€/year	MWh/year	MWh/year	M€	Mt				M€
Project A	1000	90-150	500-550			0.5-0.6	+++	++		650-700
Project B	500	30-50		3000	20-30		++			25
Project C	800	225-30	3500		10-20	1-1.5	++	+++		150



CBA Methodology ENTSO-E – Current Status

- Dopo aver consultato pubblicamente la metodologia, ENTSO-E ha inviato il 15 Novembre 2013 le *CBA_Guidelines* a Stati Membri, Commissione Europea ed ACER per il loro parere
- 30 gennaio 2014 - parere ACER
- 25 luglio 2014 - parere EC



1. Contesto nazionale ed europeo
2. Attuale metodologia ACB
3. Metodologia CBA di ENTSO-E
4. **Ipotesi evoluzione ACB di Terna**
5. Piano di lavoro

Obiettivi evoluzione ACB Terna

Nella proposta di revisione della metodologia ACB, Terna intende perseguire i seguenti obiettivi generali:

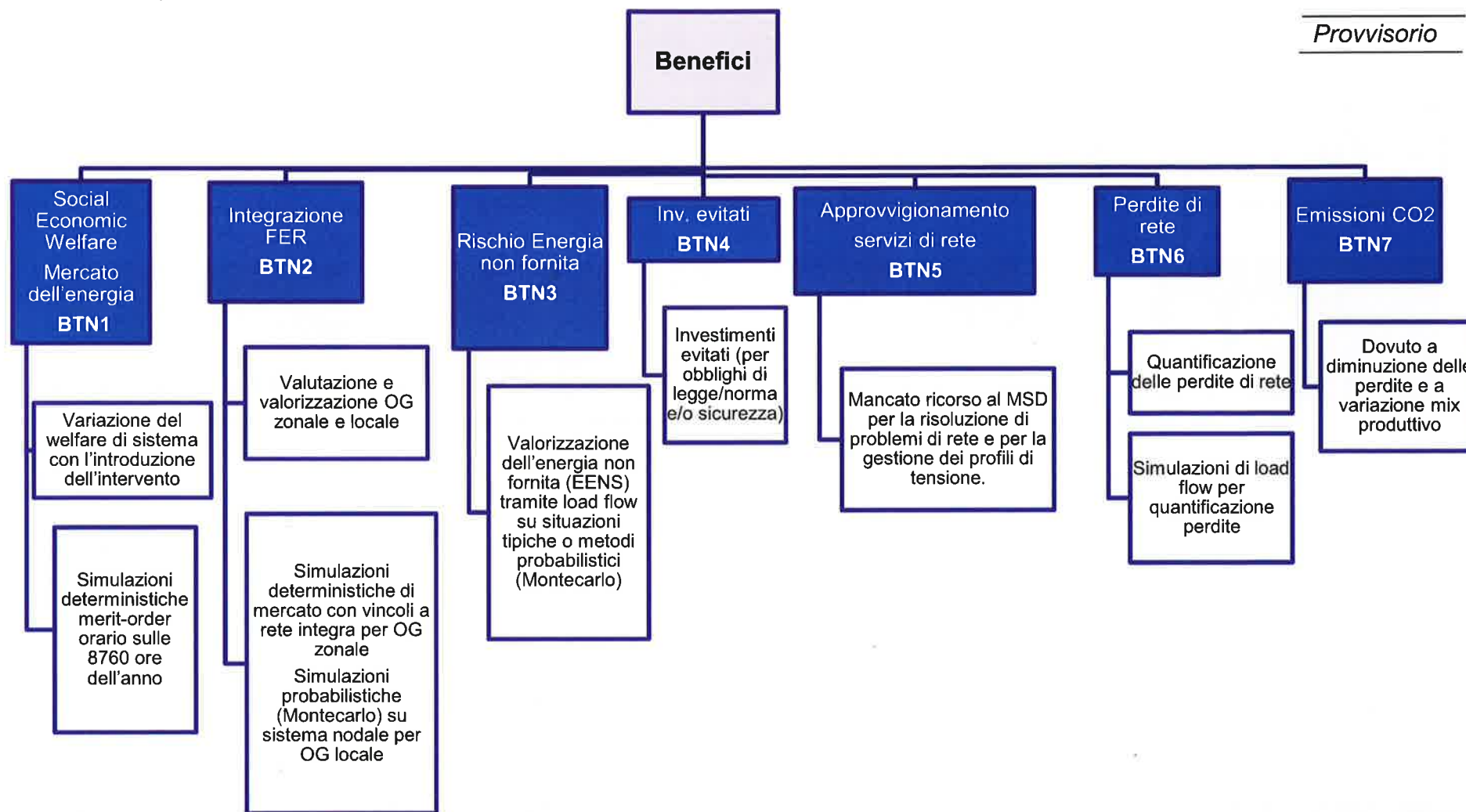
- continuare a garantire trasparenza e completezza delle informazioni alla base delle analisi
- allineare maggiormente criteri e metodi alle *best practices* internazionali, tenendo conto in particolare di quanto in via di sviluppo in ambito europeo (ENTSO-E)
- assicurare la consistenza delle valutazioni effettuate, confermando approcci di tipo conservativo ed evitando rischi di *double counting*, sovrastima dei benefici o sottostima dei costi
- porre la massima attenzione alla riduzione dei costi sopportati dai consumatori (che in ultima analisi sopportano il costo delle infrastrutture)

Evoluzione Metodologia ACB

Benefici, schema riassuntivo

Voce di Beneficio

Provisorio

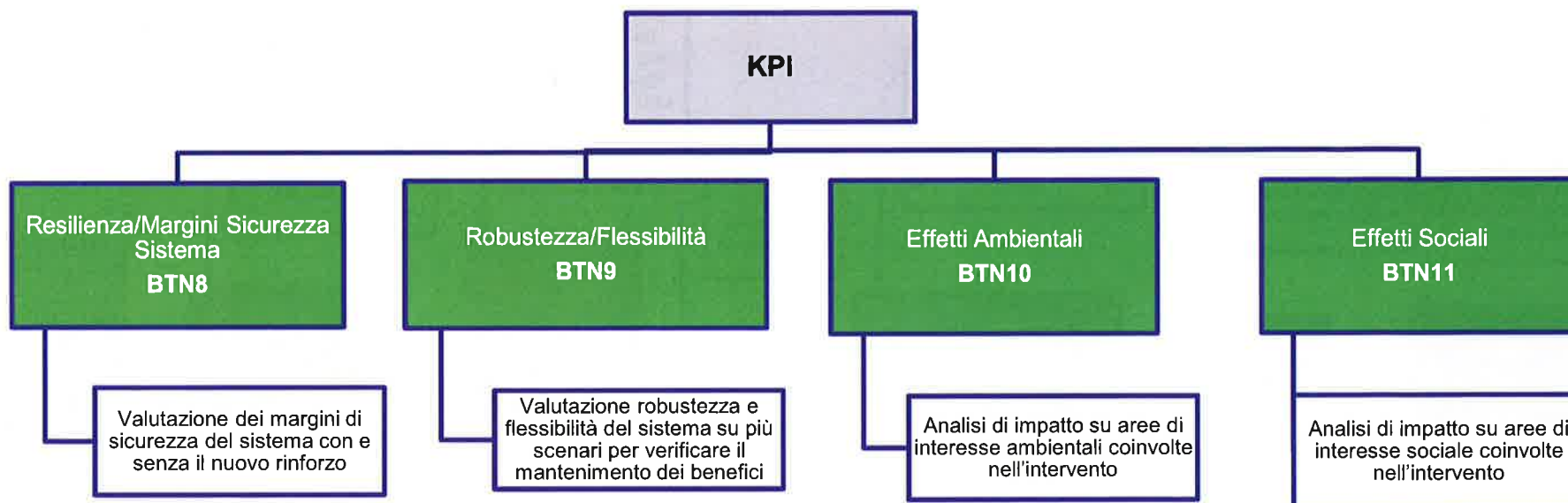


Evoluzione Metodologia ACB

KPI, schema riassuntivo

KPI

Provvisorio



Confronto nuova metodologia Terna e ENTSO-E

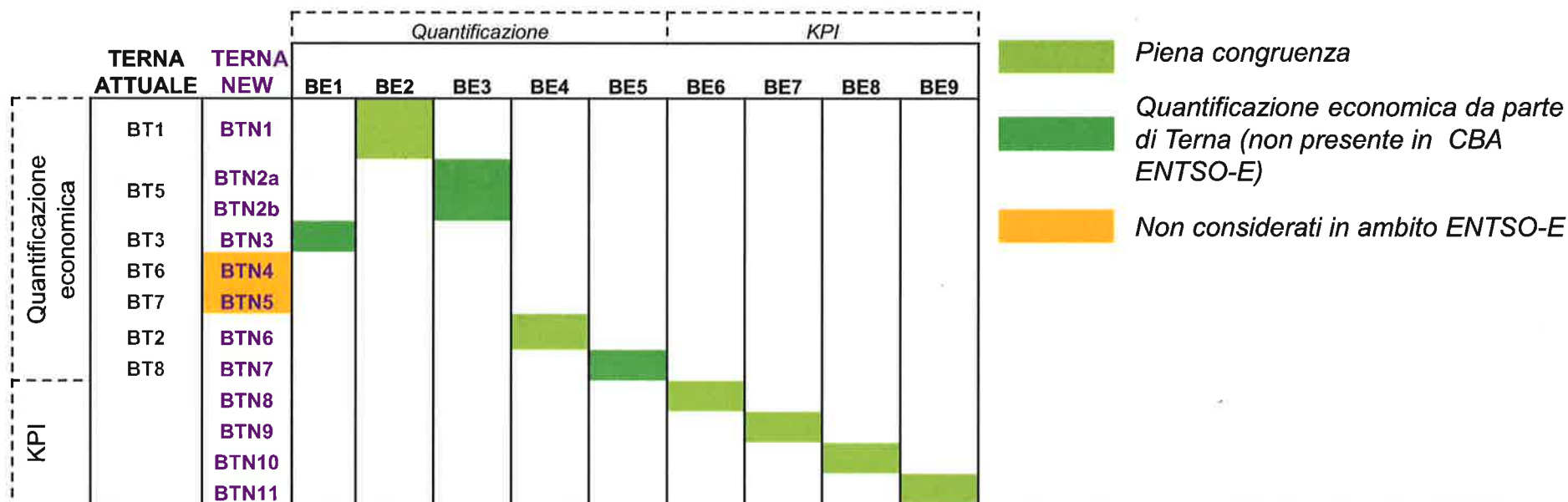
Benefici TERNA: 12 categorie di benefici
(7 quantificati e monetizzati, 4 KPI)

Benefici ENTSO-e: 9 categorie di benefici
(2 monetizzati, 3 **quantificati**, 4 KPI)

Provvisorio

- BTN1: Incremento SEW mercato energia
- BTN2: Energia FER liberata
 - BTN2a: Riduzione Over Generation di sistema/zonale
 - BTN2b: Riduzione Over Generation locale
- BTN3: Riduzione rischio energia non fornita
- BTN4: Investimenti evitati
- BTN5: Riduzione costi approvvigionamento servizi di rete
- BTN6: Riduzione perdite di rete
- BTN7: Riduzione delle emissioni gas inquinanti
- BTN8: Incremento resilienza/sicurezza del sistema
- BTN9: Flessibilità
- BTN10: Effetti ambientali
- BTN11: Effetti sociali

- BE1: Incremento affidabilità del sistema
- BE2: Incremento SW/riduzione costo mercato energia
- BE3: Incremento integrazione RES
 - BE3a: Incremento capacità installata
 - BE3b: Riduzione mancata produzione da RES
- BE4: Riduzione delle perdite di rete
- BE5: Riduzione emissione CO2
- BE6: Incremento resilienza/sicurezza del sistema (qualitativo)
- BE7: Flessibilità/robustezza (qualitativo)
- BE8: Environmental impact
- BE9: Social Impact





1. Contesto nazionale ed europeo
2. **Attuale metodologia ACB**
3. **Metodologia CBA di ENTSO-E**
4. Ipotesi evoluzione ACB di Terna

5. Piano di lavoro

Piano di lavoro evoluzione metodologia ACB

