

Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2012

Sessione di Q&A

MILANO, 18 GIUGNO 2012





Piano di sviluppo della RTN 2012

- **Principi alla base delle analisi costi/benefici**
- Sistemi di accumulo diffuso a batterie
- Riduzione vincoli polo di produzione limitato di Brindisi
- Interconnessioni con l'estero
- Priorità di intervento
- Gestione generazione distribuita
- Quadro di aggiornamento principali interventi di sviluppo



Principi alla base delle analisi costi/benefici

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

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



Principi alla base delle analisi costi/benefici

Categorie costi e benefici

➤ **voci di costo considerate nelle ACB**

- I costi capitale (CAPEX) di realizzazione
- I costi per eventuali demolizioni (nel caso di sostituzione asset esistenti)
- Gli oneri di esercizio e manutenzione (OPEX)

➤ **tipologie benefici* considerati nelle ACB**

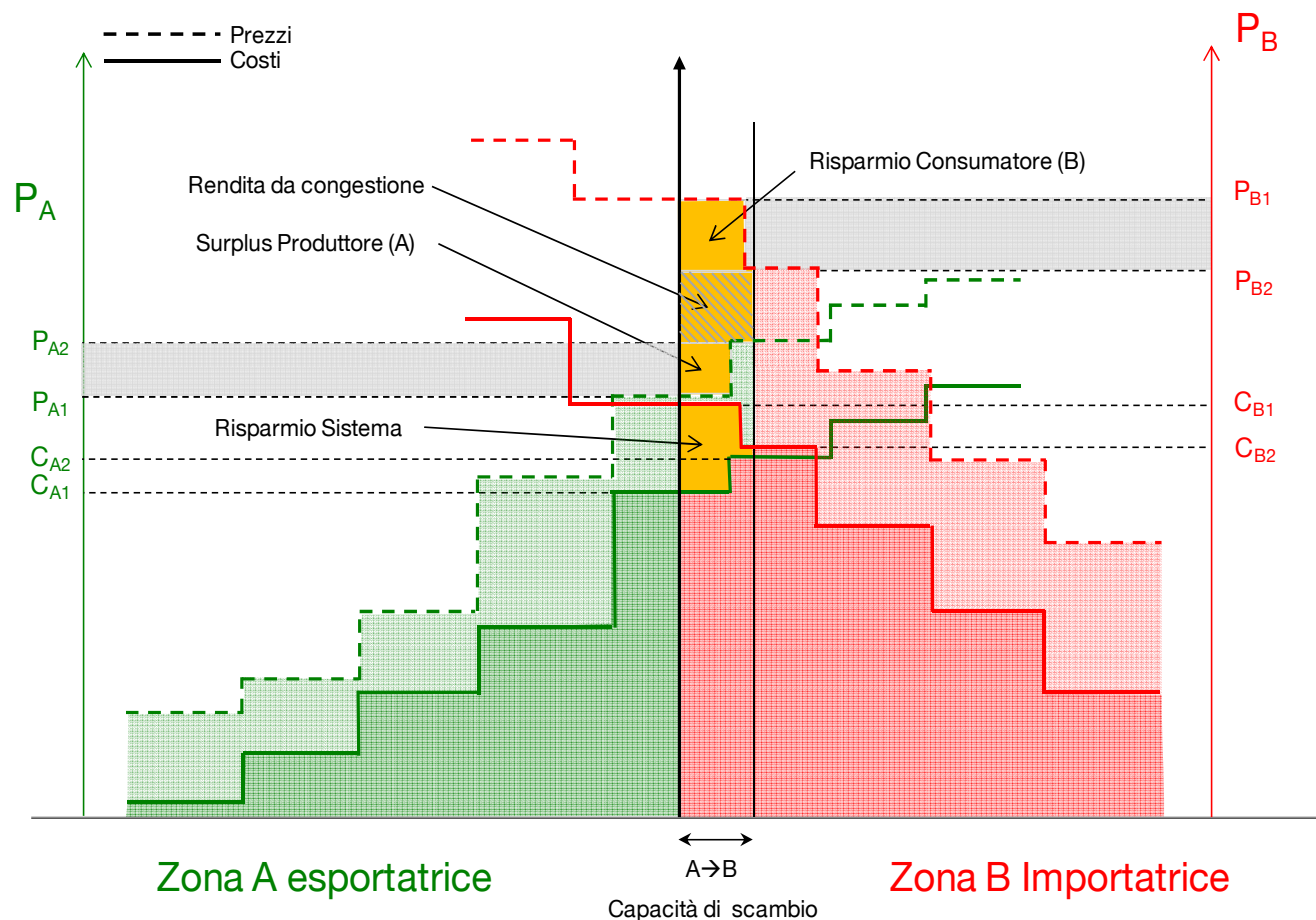
- Aumento di energia più competitiva importata dall'estero
- Eliminazione di congestioni e di poli limitati di produzione
- Riduzione dei rischi di energia non fornita evitata (ENF)
- Rimozione vincoli energia prodotta da impianti a fonte rinnovabile
- Investimenti evitati (compresi quelli per risanamento/rimozione interferenze)
- Diminuzione delle perdite di rete
- Riduzioni emissioni CO2
- Diminuzioni costi dovuti a servizi di rete (regolaz. tensioni, riserva, congestioni)

*Riferiti al TOTAL WELFARE di sistema, non tengono conto di effetti a maggior valore registrabili a lungo termine quali trasferimento di surplus dal Produttore al Consumatore (es. aumento di concorrenzialità sul mercato).



Principi alla base delle analisi costi/benefici

Valutazione benefici a costi e non a prezzi di produzione



Le analisi Costi – Benefici sono effettuate considerando i costi di produzione e non i prezzi in esito ai mercati

Tale approccio consente di effettuare valutazioni maggiormente cautelative ed affidabili, svincolando l'analisi dalle dinamiche di mercato e dalle strategie degli operatori che risultano difficilmente prevedibili su orizzonti di medio e lungo periodo



Piano di sviluppo della RTN 2012

- Principi alla base delle analisi costi/benefici
- Sistemi di accumulo diffuso a batterie
- Riduzione vincoli polo di produzione limitato di Brindisi
- Interconnessioni con l'estero
- Priorità di intervento
- Gestione generazione distribuita
- Quadro di aggiornamento principali interventi di sviluppo



Sistemi di accumulo diffuso a batterie

Riepilogo sintetico quesiti

- Modalità di dispacciamento e partecipazione delle batterie ai mercati
- Chiarimenti su analisi costi benefici
 - Ipotesi di partenza (scenari produzione e rete)
 - Tecnologia e costi
 - Benefici (CV, servizi reg. primaria/terziaria, investimenti evitati)
 - Elementi di incertezza su sviluppi di rete
 - Pianificazione installazione e riallocazione dispositivi
- Programmazione temporale interventi e stato avanzamento
- Servizio di regolazione primaria in condizioni di sovralfrequenza (contributo gen. Distribuita e PV in AT)



Sistemi di accumulo diffuso a batterie

Modalità di dispacciamento e partecipazione delle batterie ai mercati

Quesito

- l'analisi costi/benefici relativa ai sistemi di accumulo non può prescindere dalle modalità di dispacciamento che verranno adottate per questi dispositivi
- sede e modalità (in termini, ad esempio, di accesso agli accumuli e di titolarità dell'energia accumulata) di movimentazione delle batterie (mercato energia e/o dei servizi) e valorizzazione energia
- regolamento di esercizio e partecipazione ai mercati

Risposta

- esercizio coordinato con RTN - integrazione nel sistema di controllo alla stregua di altri componenti in grado di fornire servizi di rete (PST, reattori, condensatori)
- analisi costi benefici effettuata in ottica di riduzione dei costi di sistema, risultati indipendenti da dinamiche transazioni e prezzi in esito ai mercati
- modalità di eventuale integrazione risorse e servizi con i mercati da definire a cura Autorità competenti



Sistemi di accumulo diffuso a batterie

Chiarimenti su analisi costi benefici – ipotesi di partenza

Quesito

- dettagli scenario utilizzato per il dimensionamento delle batterie (attuale, breve o medio termine)
- valutazione benefici da effettuare con riferimento al venir meno dei vincoli sui poli di produzione limitati

Risposta

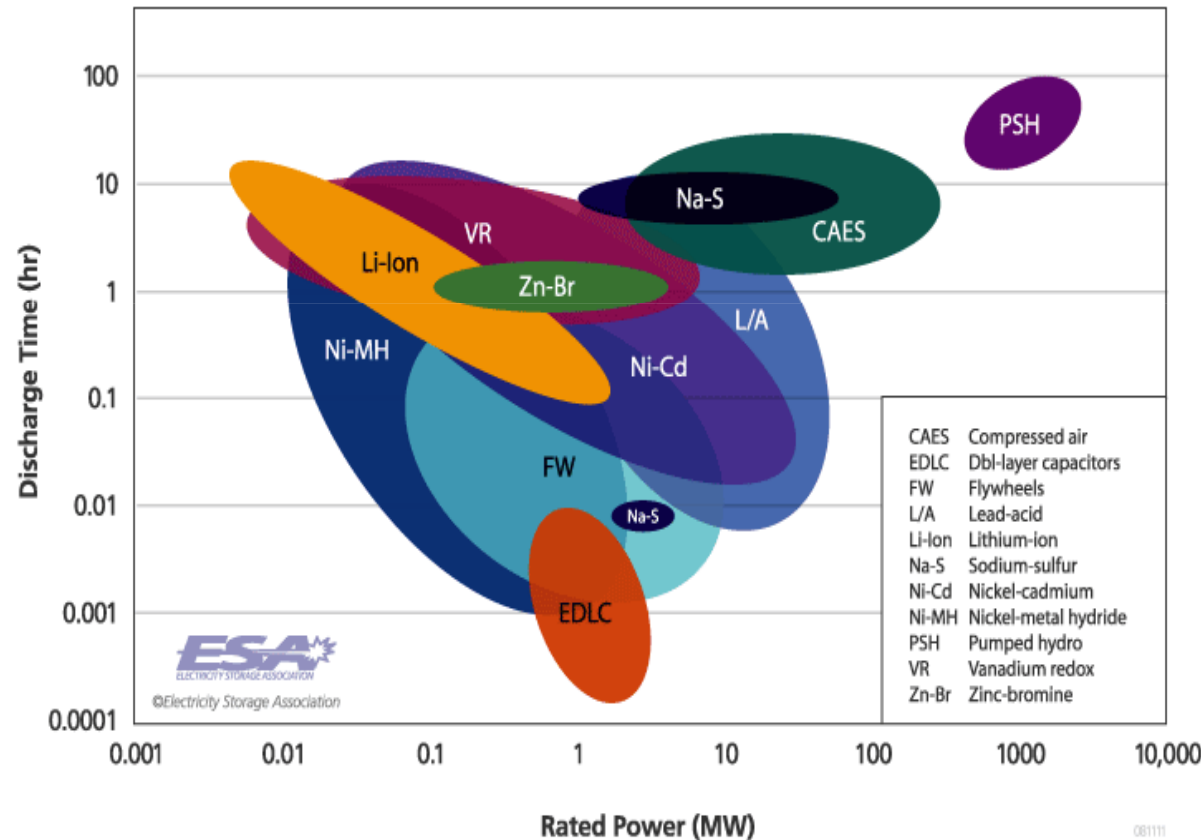
- scenari di sviluppo previsti nel breve termine sia in termini di installato da fonti rinnovabili sia in merito a sviluppi di rete
- considerati impianti FRNP installati e previsti in realizzazione a breve e sviluppi di rete autorizzati su rete 150 kV
- elevata modularità e amovibilità permette riallocazione dispositivi nel medio lungo termine in funzione di nuove esigenze qualora i futuri (medio e lungo termine) sviluppi di rete ne riducano l'efficacia
- il superamento dei vincoli sui poli di produzione di produzione limitata che insistono sulla rete primaria non ha influenza sulle congestioni delle reti a 150 kV su cui si inserisce direttamente la produzione da fonte rinnovabile



Sistemi di accumulo diffuso a batterie

Chiarimenti su tecnologia di accumulo

*Rated power vs discharge time**



Valutazione stato dell'arte

Focus su soluzioni *energy intensive* in grado di rispondere all'esigenza di accumulare potenze dell'ordine di decine di MW per 8-10 h sviluppabili già nel breve termine

Identificazione soluzioni tecniche caratterizzate da elevato grado di modularità e versatilità realizzativa in modo da sfruttare siti di stazioni esistenti al fine di ridurre impatto territoriale e tempi di autorizzazione

* Electricity Storage Association (November 2008/ Ref. to installed devices)



Sistemi di accumulo diffuso a batterie

Chiarimenti su analisi costi benefici – tecnologia di accumulo e costi

Quesito

- esplicitare tecnologia di accumulo scelta, criterio di individuazione della stessa e relativi costi unitari

Risposta

- I dettagli circa la tecnologia di accumulo elettrochimico sono in fase di definizione
- stima dei costi dei sistemi di accumulo a batterie effettuata sulla base di valori di mercato di sistemi in grado di immagazzinare energia per circa 8 -10 ore, in linea con i profili medi delle congestioni provocate dagli impianti FRNP
- in corso le attività di *procurement* (indetta gara pubblica per l'approvvigionamento dei sistemi di accumulo elettrochimico), valutazione più accurata dei costi in funzione della specifica tecnologia a valle della conclusione delle procedure di selezione



Sistemi di accumulo diffuso a batterie

Benefici

➤ **Mancata riduzione dell'energia:**

Sostituzione della produzione da fonte termoelettrica con quella resa disponibile dai sistemi di accumulo (energia prodotta da fonte rinnovabile che in presenza di congestioni di rete sarebbe stata tagliata).

➤ **Riserva terziaria:**

I sistemi di accumulo consentono di compensare l'aumento, causato dalle FRNP, del fabbisogno di riserva: la batteria consente di evitare di movimentare risorse per approvvigionare riserva secondaria e terziaria.

➤ **Regolazione primaria e frequenza/potenza:**

I sistemi di accumulo consentono di compensare la riduzione della capacità di regolazione in frequenza del sistema (in particolare in situazioni di sotto-frequenza).

➤ **Sicurezza e adeguamenti di rete evitati:**

I sistemi di accumulo consentono di evitare rinforzi di linee AT ed adeguamenti della capacità di regolazione delle tensioni sulla rete.

Valorizzazione

➤ Ore Mancata Riduzione [h] x Rendimento Impianto x (Costo Variabile Termoelettrico [€/MWh]+ added value energia rinnovabile [€/MWh])

➤ Ore Disponibilità Sistema di accumulo [h] x Differenziale Prezzo Olio/Gas [€/MWh] x fattore beneficio (Pmin/Pmax)

➤ Ore Mancata Riduzione [h] x Valorizzazione Riserva Primaria [€/MWh] x quota utile.

➤ Beneficio sicurezza - riduzione rinforzi rete [€/MW].



Sistemi di accumulo diffuso a batterie

Chiarimenti su ACB - rationale benefici (inclusione CV)

Quesito

motivazioni inclusione valore CV nella valorizzazione dell'energia rinnovabile recuperata e rationale sottostante a tale scelta

Risposta

- Necessità di valorizzare adeguatamente l'energia rinnovabile recuperata dalle batterie tenuto conto del valore specifico che il sistema le attribuisce
- se si fosse attribuito all'energia da fonti rinnovabili non programmabili recuperata esclusivamente il valore del costo medio di produzione termoelettrico non si sarebbe tenuto conto, tra l'altro, delle esigenze legate al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità imposti a livello europeo
- CV assunto convenzionalmente quale rappresentativo di tale valore extra specifico della risorsa energia verde



Sistemi di accumulo diffuso a batterie

Chiarimenti su ACB - rationale benefici (servizi di regolazione)

Quesito

Razionali alla base della valorizzazione dei servizi di regolazione primaria e terziaria

Risposta

- le batterie, nell'effettuare servizio di riserva terziaria, sostituiscono l'approvvigionamento di servizi equivalenti effettuato da Terna mediante movimentazione di risorse cui corrisponde un costo per il sistema
- servizio valorizzato al differenziale di costo variabile tra unità meno efficienti previste da avviare a Pmin per fornire la necessaria riserva terziaria e unità più efficienti previste già avviate che subiscono movimentazioni a scendere della medesima quantità per ristabilire l'equilibrio tra domanda e generazione
- il servizio di regolazione primaria e regolazione frequenza/potenza determina un costo evitato per il sistema in quanto consente di evitare l'utilizzo di una UP termoelettrica che fornisce la medesima disponibilità, incrementato di 10€/MWh in conformità al valore della componente a copertura degli oneri di prestazione specifica della riserva secondaria in base alla delibera 111/06



Sistemi di accumulo diffuso a batterie

Chiarimenti su ACB - rationale benefici (investimenti evitati)

Quesito

- si richiedono chiarimenti circa l'inclusione tra i benefici dei costi evitati per apparati di regolazione della tensione e rinforzi di rete, che dovranno essere comunque realizzati

Risposta

- L'installazione dei dispositivi di accumulo consente di evitare o posticipare la realizzazione di rinforzi di rete, compresi dispositivi di regolazione della tensione sulle porzioni di rete interessate
- I dispositivi di accumulo consentono infatti di ridurre gli effetti delle congestioni della rete AT e di migliorare i profili di tensione sulla rete
- I requisiti amovibilità e modularità dei sistemi di accumulo in oggetto permettono di far fronte ad esigenze di regolazione di tensione o di riduzione congestioni in qualsiasi porzione di rete AT in cui dovessero presentarsi le suddette criticità per il periodo di vita utile dell'investimento



Sistemi di accumulo diffuso a batterie

Chiarimenti su ACB – incertezza sviluppi di rete

Quesito

- Nella quantificazione dei benefici dei sistemi di accumulo si dovrebbe tenere conto della data di completamento degli interventi strutturali di rinforzo della rete, indicare in quale modo gli elementi di incertezza sono tenuti in conto per valutare benefici e IP

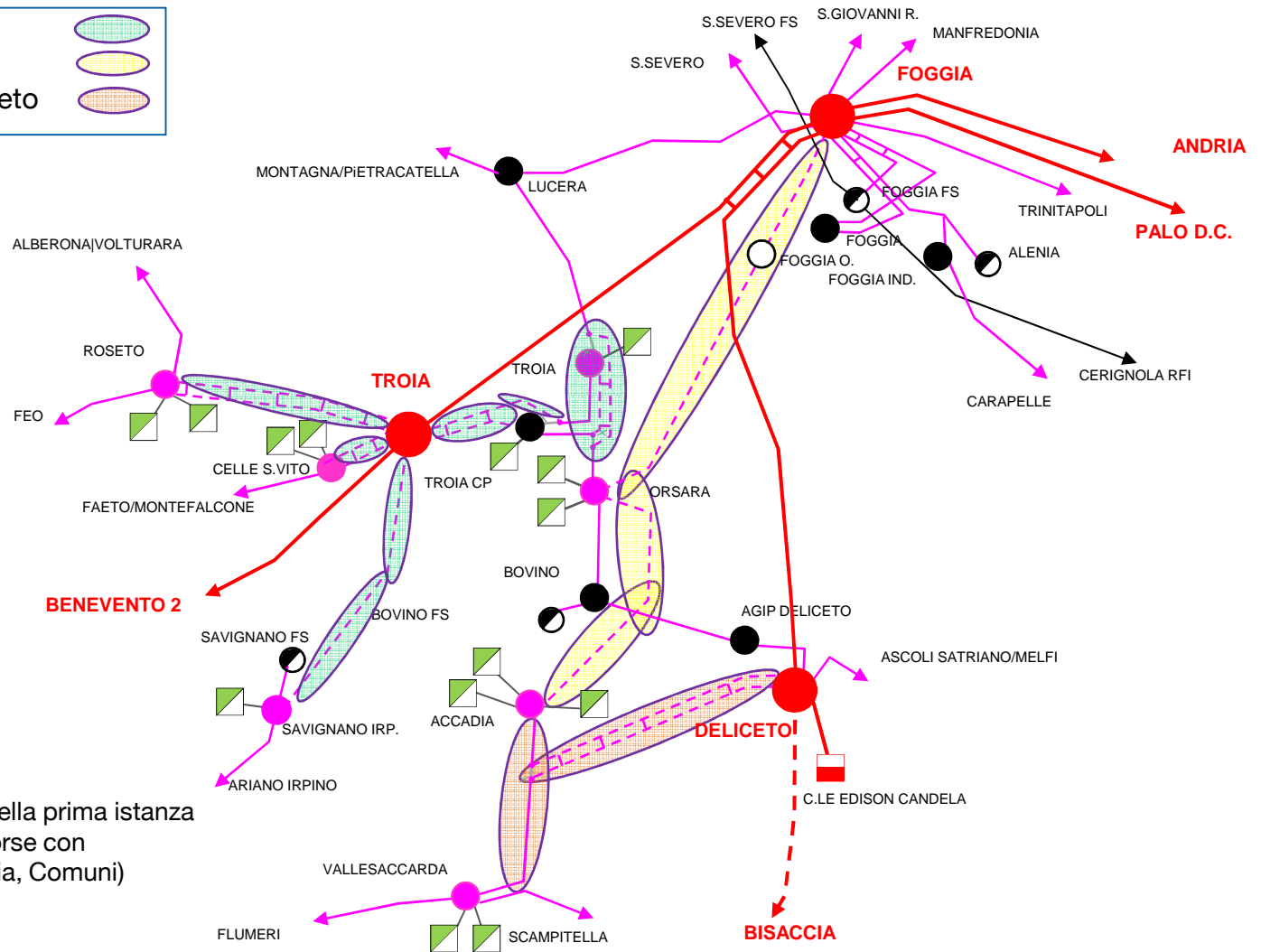
Risposta

- Per la valutazione dei benefici dei dispositivi di accumulo diffuso, Terna ha tenuto conto degli scenari di sviluppo previsti nel breve termine sia in termini di capacità installata e produzione da fonti rinnovabili, sia in merito a sviluppi/rinforzi di rete.
- Gli effetti degli sviluppi di rete previsti sulle direttrici a 150 kV critiche non sono stati considerati laddove non risulti possibile prevedere con ragionevole certezza la realizzazione degli stessi nel corso dell'orizzonte di analisi considerato (mancanza di autorizzazioni)
- requisiti di elevata modularità e amovibilità dei dispositivi di accumulo permettono di adattare l'investimento all'insorgere di nuove criticità e riallocarlo qualora i futuri sviluppi di rete di medio-lungo termine ne riducano l'efficacia

Sistemi di accumulo diffuso a batterie

Incerteza sviluppi di rete su direttrici critiche

Raccordi di Troia	
Foggia-Accadia *	
Accadia-Vallesaccarda-Deliceto	



* Quasi 10 anni trascorsi dall'avvio della prima istanza VIA, oltre 40 comunicazioni intercorse con Amministrazioni (Regione, Provincia, Comuni)



Sistemi di accumulo diffuso a batterie

Chiarimenti su ACB – Piani di installazione e riallocazione

Quesito

- Indicazione dei nodi delle direttrici 150 kV su cui i dispositivi saranno installati per la prima volta, dei programmi di riallocazione in altri siti durante il ciclo di vita utile dei dispositivi e delle relative tempistiche di riallocazione

Risposta

- Individuazione puntuale dei siti in via di completamento; criterio di localizzazione basato sull'esigenza di installare le batterie lungo le direttrici nei tratti maggiormente critici.
- La riallocazione in altro sito richiede tempistiche variabili stimabili mediamente inferiori a un anno
- I programmi di riallocazione in altri siti dipendono dai tempi di autorizzazione e realizzazione dei futuri sviluppi di rete (di medio e lungo termine) e dallo sviluppo della produzione da FRNP su altre direttrici AT oggetto di potenziali criticità future
- per definire ex ante un programma di riallocazione servirebbe una previsione di lunghissimo termine (a 15 anni) del futuro sviluppo di nuovi impianti da FER e della loro localizzazione
- La ricollocazione può essere efficacemente effettuata a breve termine dalla previsione di insorgenza delle nuove criticità



Sistemi di accumulo diffuso a batterie

Programmazione temporale interventi e stato avanzamento

Quesito

- Nel Piano di Sviluppo Terna definisce i tempi di realizzazione dei dispositivi di accumulo a differenza degli interventi relativi a rinforzi di rete strutturali per i quali in mancanza delle autorizzazioni non vengono definite le date di completamento
- richiesta evidenza completamento iter autorizzativo batterie o in caso contrario presentazione istanza autorizzazione o se in concertazione

Risposta

- sistemi di accumulo a batterie (modulari e amovibili) presentano in generale un minore impatto territoriale rispetto agli elettrodotti e possono essere vantaggiosamente posizionati in adiacenza a impianti di stazioni AT esistenti lungo le direttrici 150 kV
- nuovi elettrodotti e stazioni elettriche *green field*, richiedono tempi per attività di concertazione preventiva sul territorio, autorizzazione e realizzazione complessivamente molto maggiori delle batterie
- E' possibile fornire anche per i dispositivi di accumulo a batterie l'indicazione di realizzazione entro i prossimi tre anni (come per altri interventi del Piano di sviluppo che prevedono ampliamenti di impianti esistenti)



Sistemi di accumulo diffuso a batterie

Contributo gen. distribuita regolazione primaria in sovralfrequenza

Quesito

- nel valutare necessità sistemi di accumulo diffuso Terna ha preso in considerazione i benefici derivanti dall'applicazione del servizio di regolazione primaria a scendere che deve essere fornito dalla generazione distribuita e dagli impianti PV collegati in AT ?

Risposta

- Nelle analisi costi benefici dei dispositivi di accumulo diffuso Terna ha portato in conto i benefici derivanti dal servizio di regolazione primaria, considerando il solo beneficio che la batteria può fornire (riducendo la potenza assorbita e aumentando la potenza erogata) in condizioni di sottofrequenza
- La batteria può provvedere a coprire eventuali situazioni di sottofrequenza nelle frazioni temporali in cui ha a disposizione energia accumulata da erogare. In tali frangenti il contributo potenziale della batteria alla regolazione primaria è fino ad un valore in potenza pari alla propria taglia nei periodi in cui è in fase di stand-by
- Il contributo della batteria alla regolazione in sovralfrequenza non è stato considerato in via cautelativa, sebbene la batteria possa erogare anche questo tipo di servizio



Piano di sviluppo della RTN 2012

- Principi alla base delle analisi costi/benefici
- Sistemi di accumulo diffuso a batterie
- Riduzione vincoli polo di produzione limitato di Brindisi
- Interconnessioni con l'estero
- Priorità di intervento
- Gestione generazione distribuita
- Quadro di aggiornamento principali interventi di sviluppo



Poli di produzione limitati

Polo produttivo di Brindisi

Quesito

- Si richiede un chiarimento circa le analisi effettuate sul polo limitato e le possibili soluzioni implementabili per superare le attuali limitazioni

Risposta

- Nel periodo giugno 2010-luglio 2011 il limite di scambio del polo di Brindisi si è saturato per quasi 500 ore (poco meno del 5% del totale delle ore di congestione su MGP)
- Interventi previsti in PdS 2012 per la risoluzione del polo limitato di Brindisi:
 - PST nei nodi di Foggia e Villanova (in realizzazione)
 - potenziamento della linea “Foggia – Benevento” (in realizzazione)
 - raddoppio della dorsale 380 kV adriatica “Gissi – Villanova” (in autorizzazione) e “Foggia – Gissi” (in autorizzazione, conclusa VIA, prevista CdS a breve)
 - realizzazione delle linee a 380 kV “Montecorvino – Avellino” (in autorizzazione), “Avellino – Benevento” e “Aliano – Tito – Montecorvino” (in concertazione)
- Si prevede di incrementare significativamente il limite di scambio attuale con gli interventi in realizzazione e di rimuovere il vincolo del polo nel medio-lungo termine con il completamento di tutti gli interventi previsti



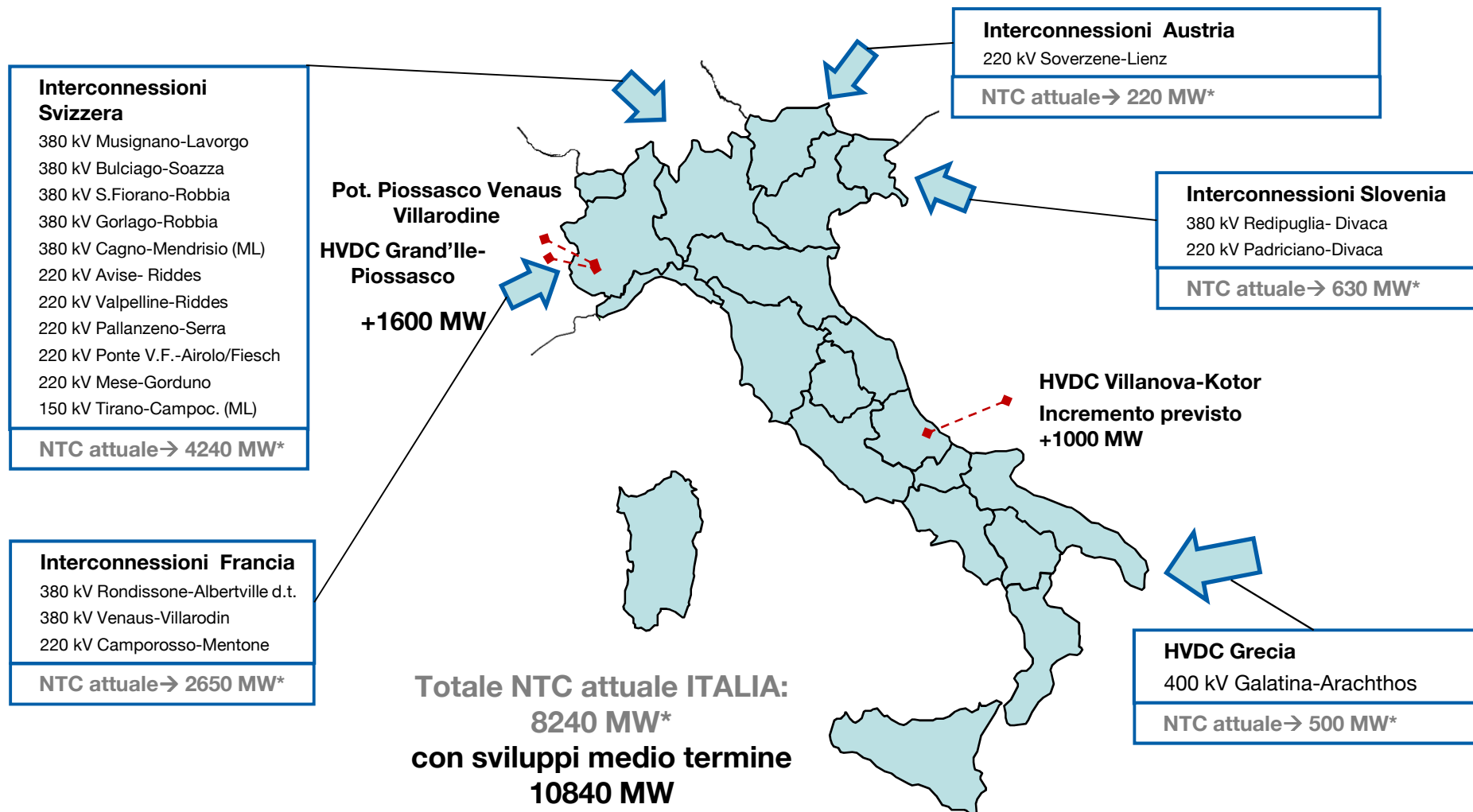
Piano di sviluppo della RTN 2012

- Principi alla base delle analisi costi/benefici
- Sistemi di accumulo diffuso a batterie
- Riduzione vincoli polo di produzione limitato di Brindisi
- **Interconnessioni con l'estero**
- Priorità di intervento
- Gestione generazione distribuita
- Quadro di aggiornamento principali interventi di sviluppo



Interconnessioni con l'estero

Incremento Capacità di trasporto in import per sviluppi di medio termine



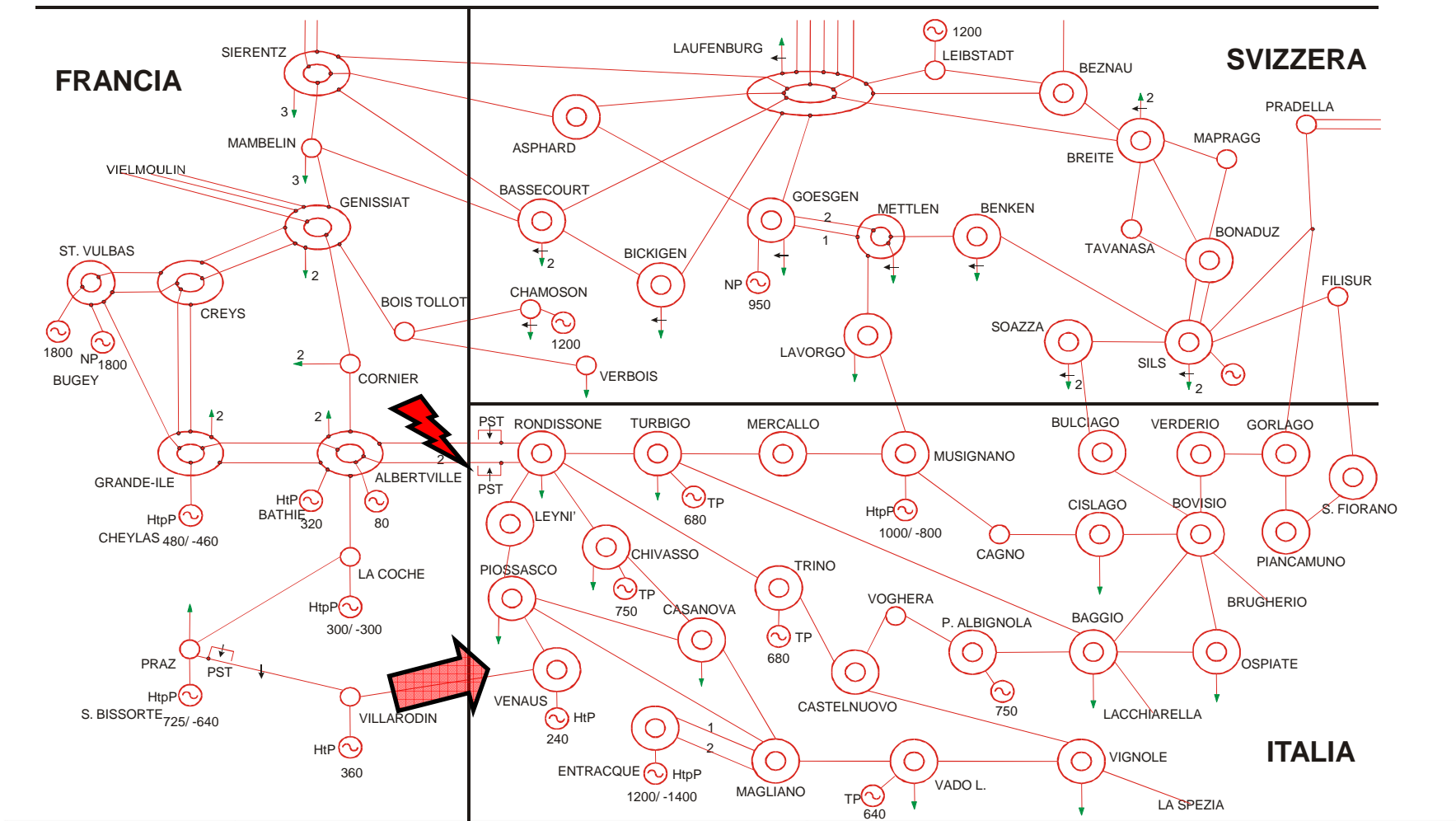
* Valori attuali NTC in import (winter peak), aggiornati al 2012



Interconnessioni con l'estero

Italia-Francia: potenziamento rete esistente 380 kV

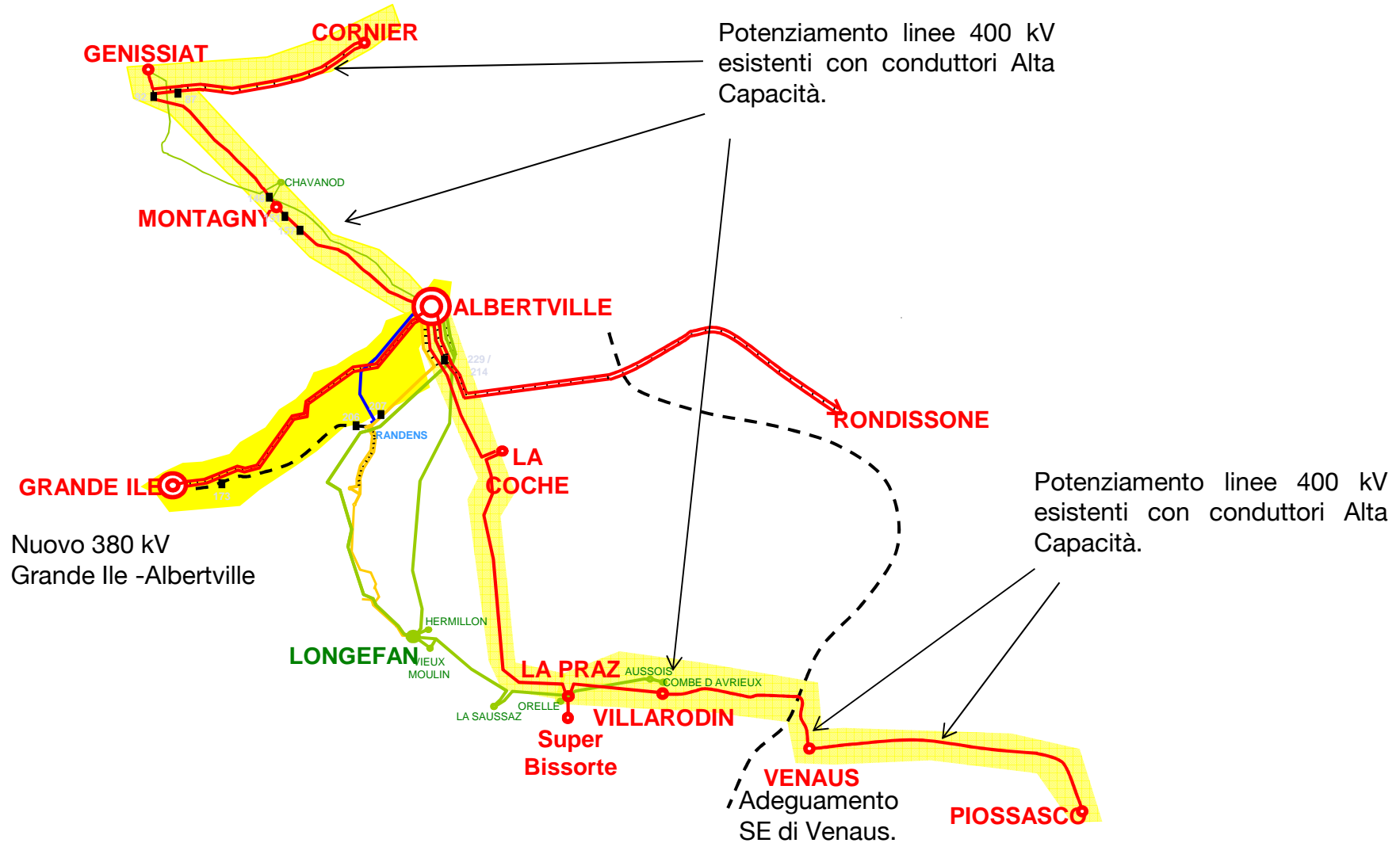
“Scatto Rondissone – Albertville” → sovraccarico “Venaus – Villarodin”





Interconnessioni con l'estero

Italia-Francia: potenziamento rete esistente 380 kV



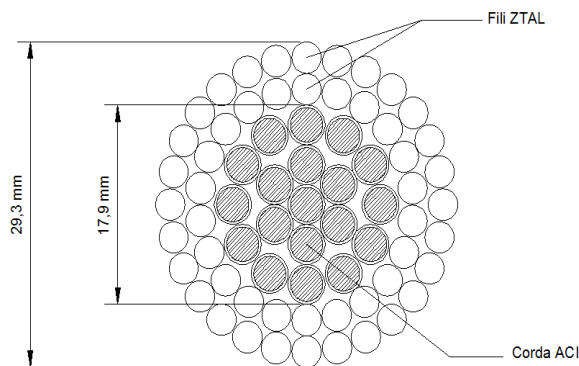


Interconnessioni con l'estero

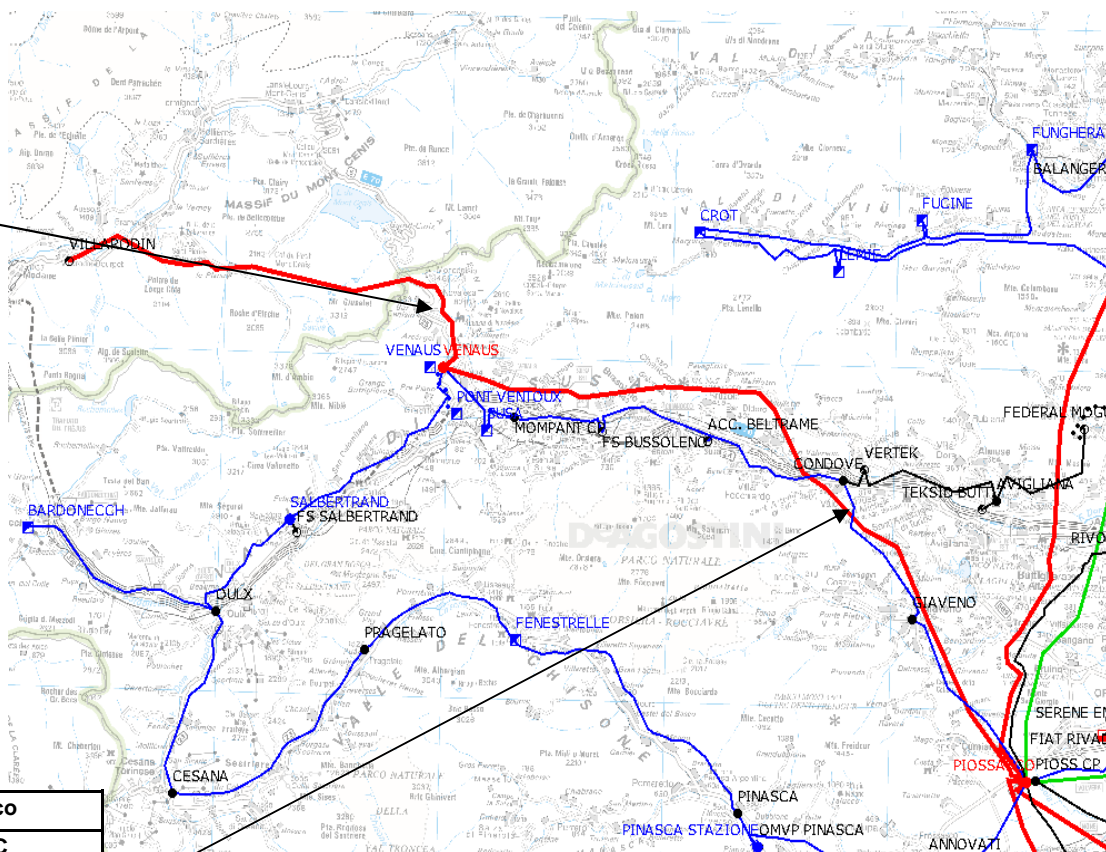
Italia-Francia: potenziamento rete esistente 380 kV

Potenziamento dei conduttori 400 kV asse Piossasco – Venaus – Villarodin con conduttori AC

400 kV Venaus – Villarodin (French border)
ZTACIR 2 x Ø29.3 @ 180°C
9 km
2009-2011



400 kV Venaus – Piossasco
ZTACIR 2 x Ø29.3 @ 180°C
45 km
2009-2011





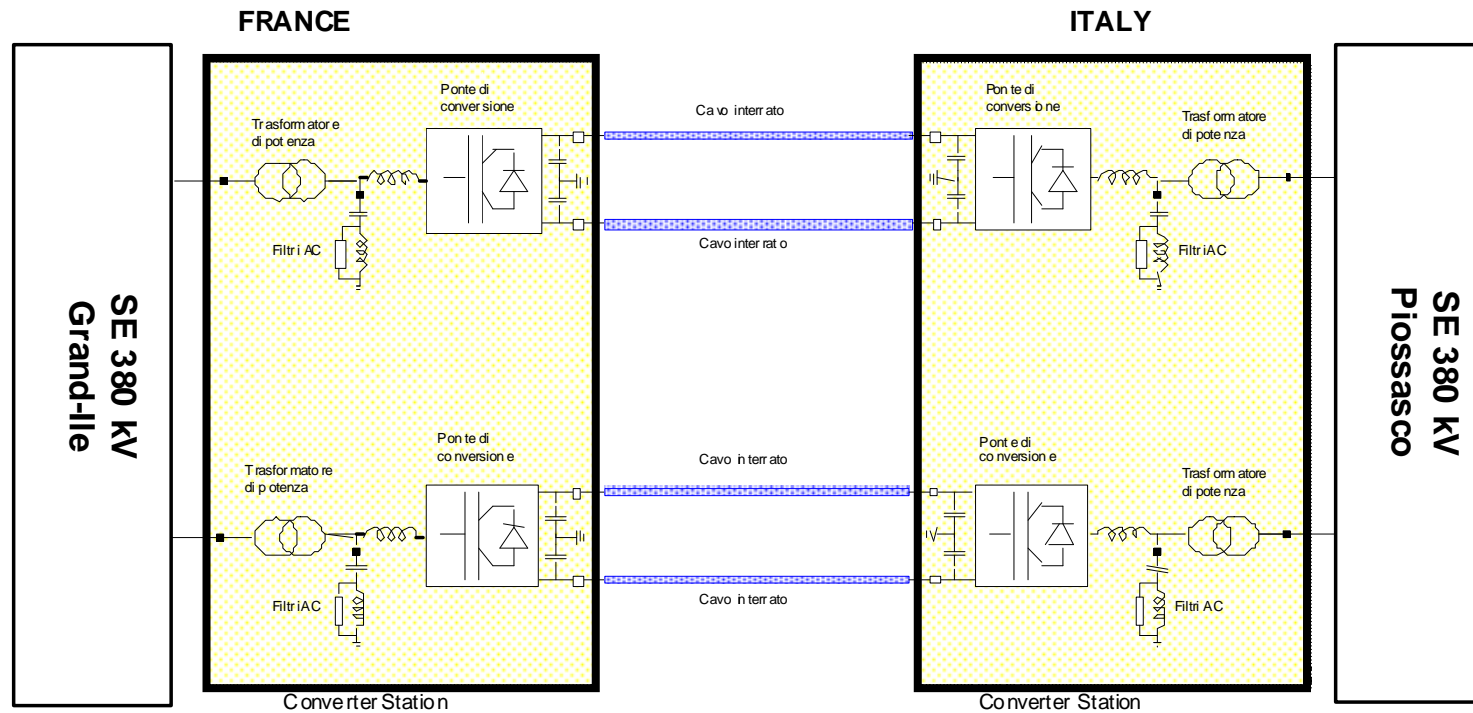
Interconnessioni con l'estero

Italia-Francia: HVDC PIOSSASCO GRANDE-ILE

DATI TECNICI

Schema Funzionale

- Schema HVDC - VSC doppio bipolare bilanciato (4 cavi di polo)
- Potenza: 2x500 MW (con potenza massima 2x600 MW)
- 98 km di collegamento DC lato Italia (di cui 6.5 km all'interno della costruenda galleria di Sicurezza del Frejus fino al confine di stato)
- Flusso d'energia: bidirezionale
- Lunghezza complessiva del collegamento: 200 km

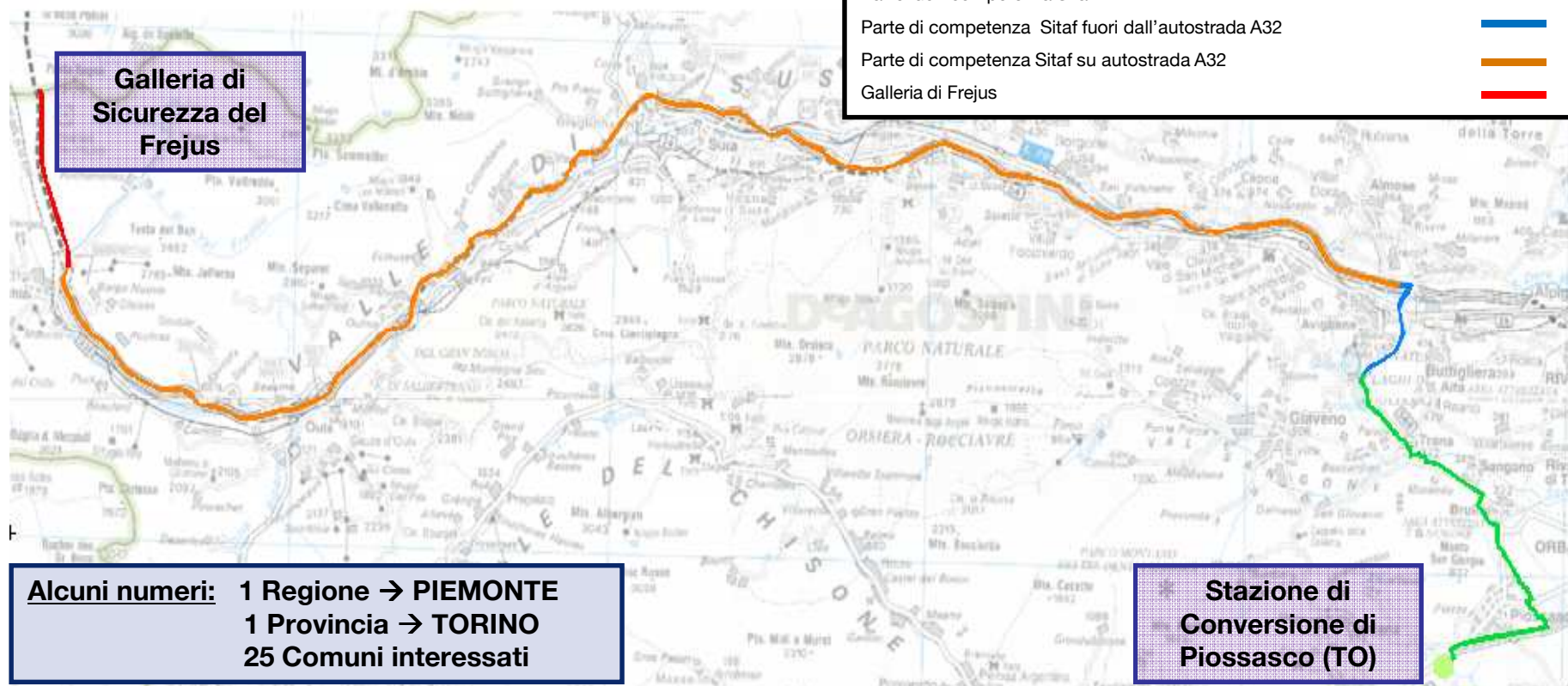




Interconnessioni con l'estero

Italia-Francia: HVDC PIOSSASCO GRANDE-ILE

Schema Geografico – lato Italia



LEGENDA:

- Parte fuori competenza Sitaf —
- Parte di competenza Sitaf fuori dall'autostrada A32 —
- Parte di competenza Sitaf su autostrada A32 —
- Galleria di Frejus —

Galleria di Sicurezza del Frejus

Alcuni numeri: 1 Regione → PIEMONTE
1 Provincia → TORINO
25 Comuni interessati

Stazione di Conversione di Piossasco (TO)

Più del 97 % del tracciato interesserà strade principali (autostrada A 32 Torino-Bardonecchia, galleria di Sicurezza del Frejus, SS 589) e strade secondarie (comunali, strade vicinali).

82 % del futuro collegamento in cavo da installare su infrastrutture gestite da concessionario autostradale (SITAF)



Interconnessioni con l'estero

Italia-Francia: HVDC PIOSSASCO GRANDE-ILE

Stazione di Conversione di Piovasasco (TO)



Tutti gli interventi di riassetto delle sezioni esistenti 380/220/132 kV, ad oggi in corso, verranno realizzati all'interno dell'area di Stazione di Piovasasco di proprietà della Terna S.p.A., non interessando nessuna proprietà privata

L'ubicazione della futura Stazione di Conversione per il collegamento HVDC all'interno dell'attuale Stazione Elettrica di Piovasasco è stata studiata al fine di:

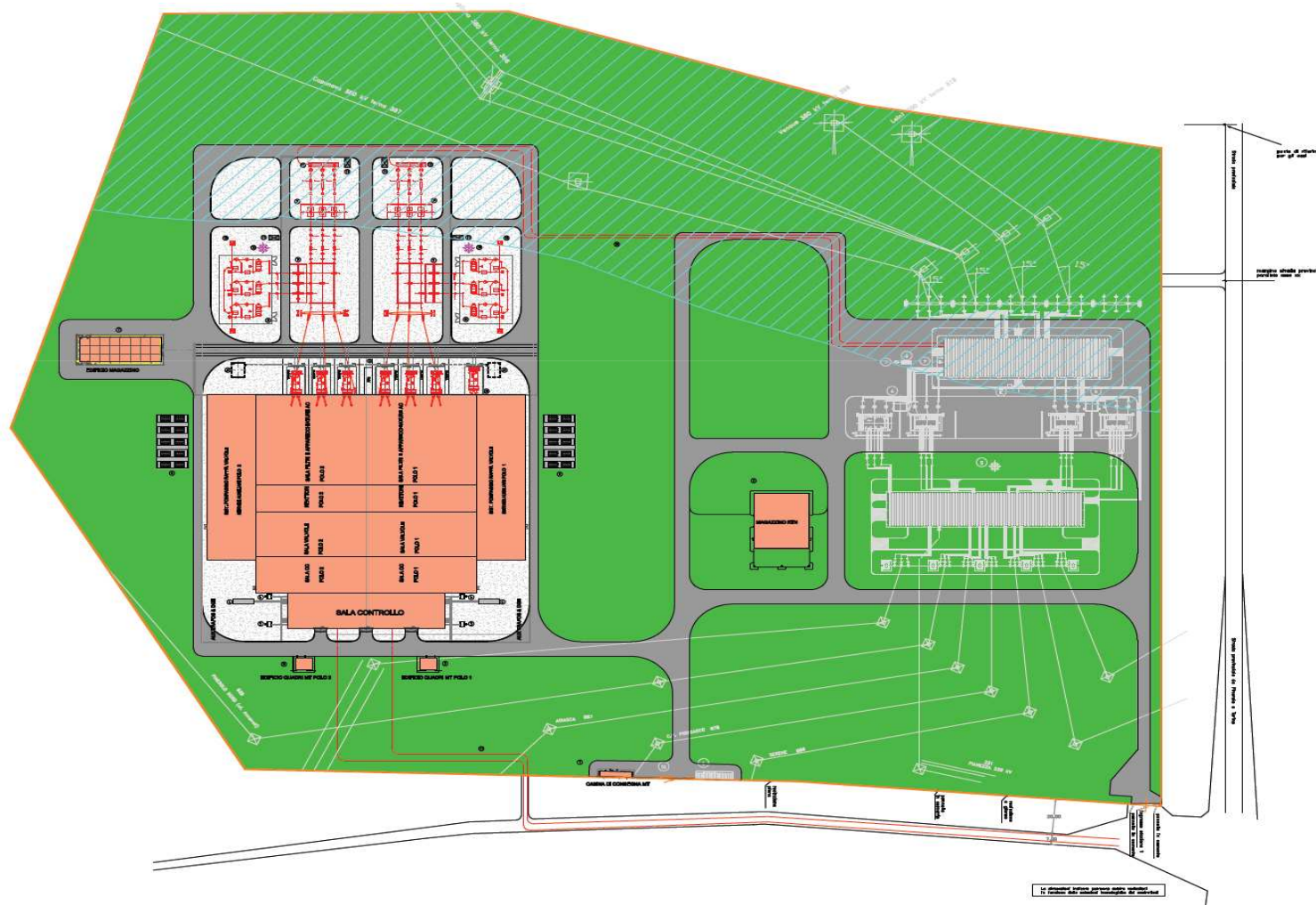
- ✓ minimizzare l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- ✓ evitare l'interessamento di aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico;
- ✓ ottimizzare gli spazi e le infrastrutture preesistenti a disposizione e di proprietà
- ✓ assicurare la continuità del servizio, la sicurezza e l'affidabilità della Rete di Trasmissione Nazionale



Interconnessioni con l'estero

Italia-Francia: HVDC PIOSSASCO GRANDE-ILE

Stazione di Conversione di Piossasco: assetto futuro





Interconnessioni con l'estero

Italia-Francia: HVDC PIOSSASCO GRANDE-ILE

Avanzamento progetto lato Italia (Terna)

- In corso i lavori di riassetto della Stazione Elettrica di Piovasasco (rifacimento sezioni 380/220/132 kV)
- In corso la preparazione congiunta con la controparte francese RTE della documentazione di gara per l'acquisizione delle Stazioni di Conversione di Piovasasco e Grande-Ile e delle linee in cavo in alta tensione
- In corso la prequalifica dei fornitori di cavi XLPE finalizzata al lancio delle gare cavi



Interconnessioni con l'estero

COLLEGAMENTO HVDC ITALIA - MONTENEGRO



DATI TECNICI

- Schema HVDC bipolare
- Potenza: 2x500 MW
- Cavo marino: 393 km
- 2 stazioni di conversione HVDC
- 16 km di collegamento DC lato Italia + 6 km lato Montenegro
- Flusso d'energia: bidirezionale
- Lunghezza complessiva del collegamento: 415 km

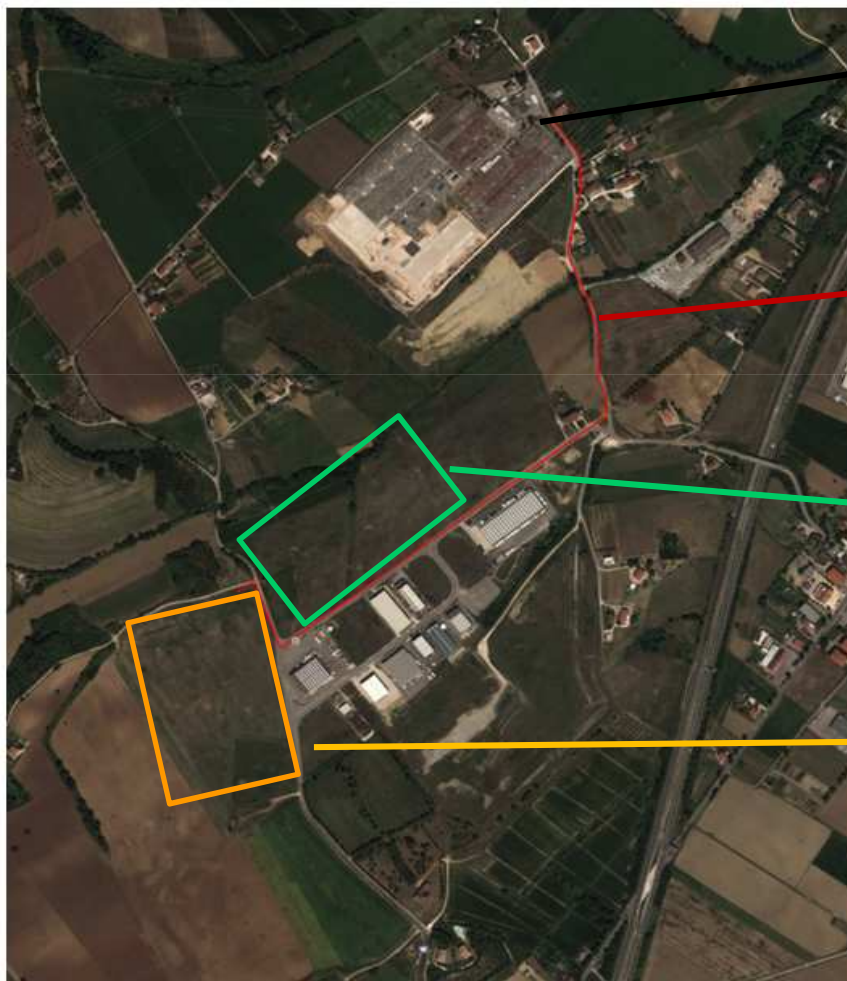
- In corso procedure di gara per le forniture delle Stazioni Elettriche di Conversione e dei Cavi



Interconnessioni con l'estero

COLLEGAMENTO HVDC ITALIA - MONTENEGRO

STAZIONE DI CONVERSIONE – Lato Italia



Ampliamento della sezione 380 kV all'interno dell'esistente Stazione Elettrica di Villanova

Raccordi in cavo (1,5 km) a 380 kV in corrente alternata per il collegamento elettrico della Stazione di Conversione alla Stazione Elettrica di Villanova

Area di cantiere

Nuova Stazione Elettrica di Conversione alternata/continua nel Comune di Cepagatti (PE)

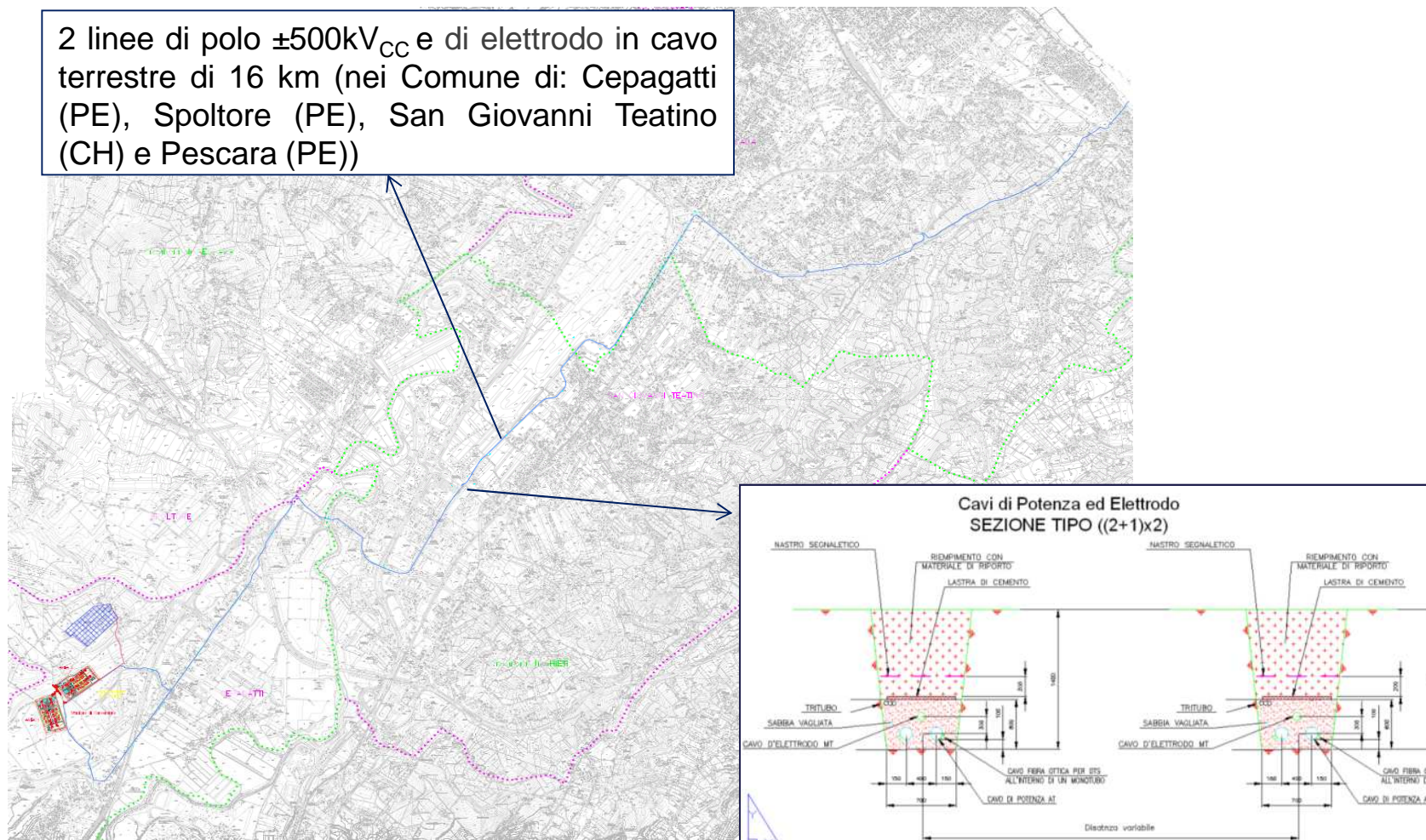


Interconnessioni con l'estero

COLLEGAMENTO HVDC ITALIA - MONTENEGRO

TRACCIATO TERRESTRE - Lato Italia

2 linee di polo $\pm 500\text{kV}_{\text{CC}}$ e di elettrodo in cavo terrestre di 16 km (nei Comune di: Cepagatti (PE), Spoltore (PE), San Giovanni Teatino (CH) e Pescara (PE))





Interconnessioni con l'estero

COLLEGAMENTO HVDC ITALIA - MONTENEGRO

TRACCIATO MARINO

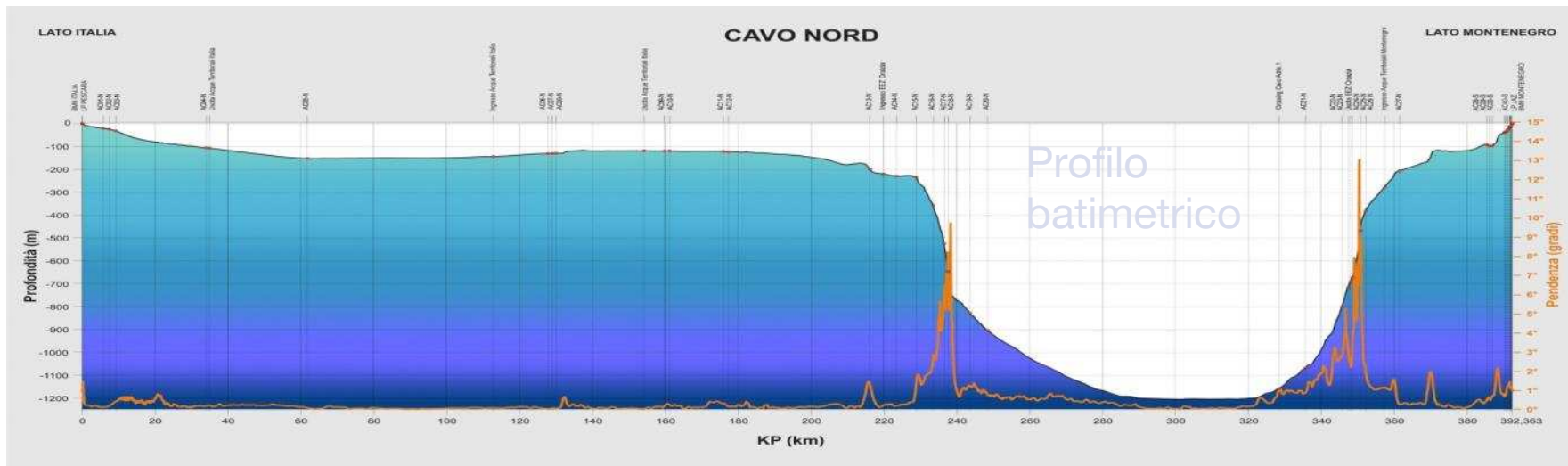
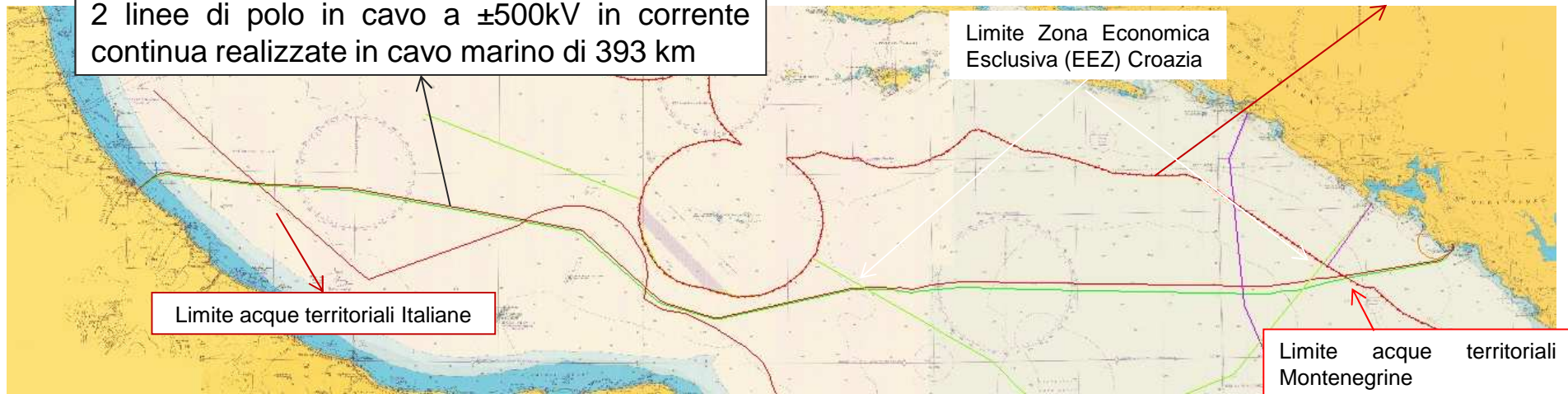
Limite acque territoriali Croate

2 linee di polo in cavo a $\pm 500\text{kV}$ in corrente continua realizzate in cavo marino di 393 km

Limite Zona Economica Esclusiva (EEZ) Croazia

Limite acque territoriali Italiane

Limite acque territoriali Montenegrine





Interconnessioni con l'estero

COLLEGAMENTO HVDC ITALIA - MONTENEGRO

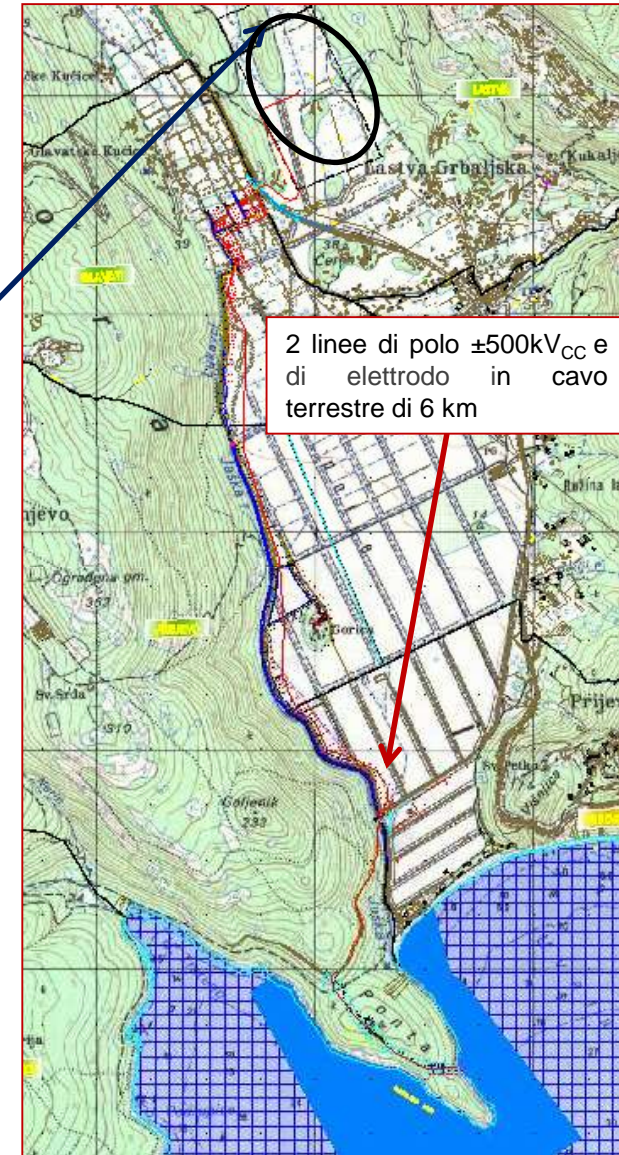
STAZIONE DI CONVERSIONE - Lato Montenegro



Area della stazione elettrica di Conversione

Nuova Stazione Elettrica di Conversione AC/DC nel Comune di Kotor

Area logistica e edificio magazzino



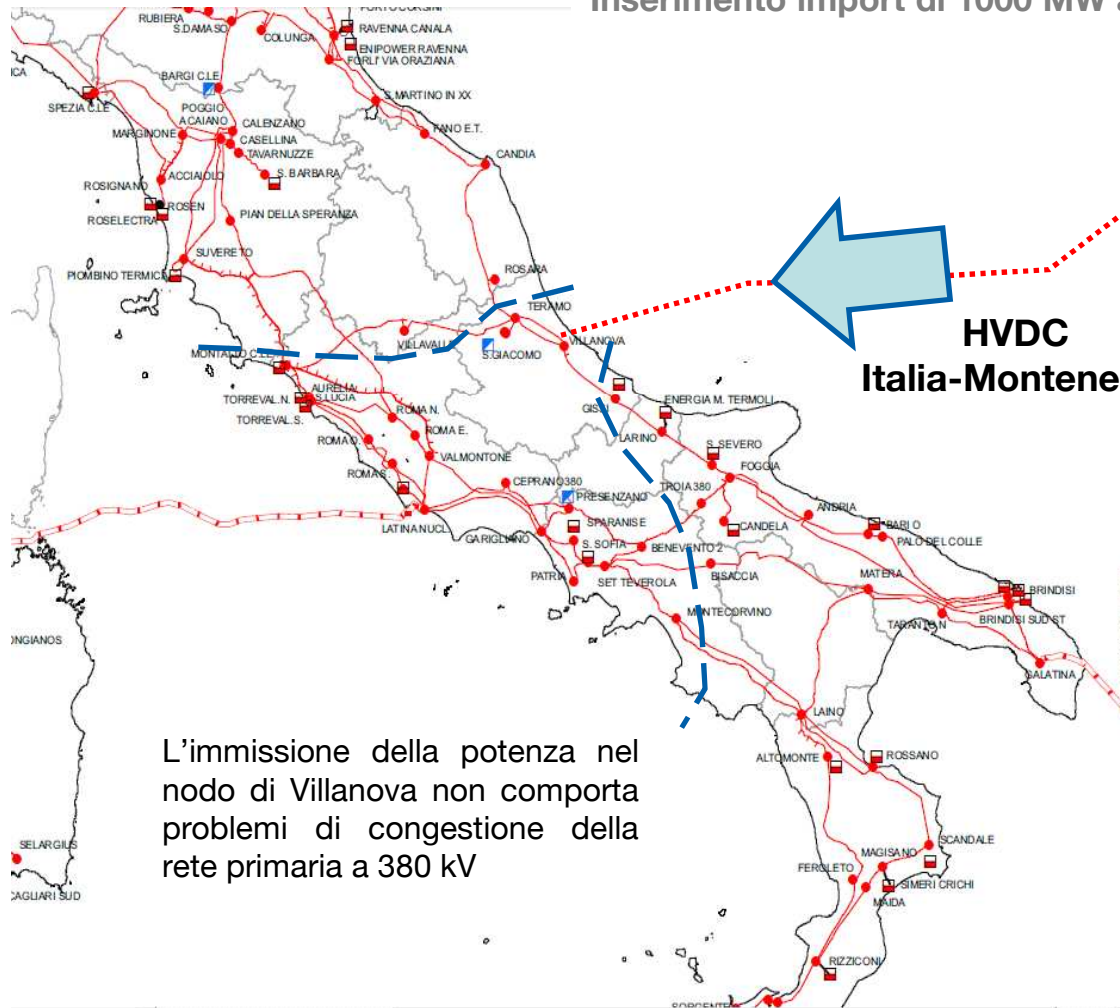
2 linee di polo $\pm 500\text{kV}_{\text{CC}}$ e di elettrodo in cavo terrestre di 6 km



Interconnessioni con l'estero

COLLEGAMENTO HVDC ITALIA - MONTENEGRO

Inserimento import di 1000 MW a Villanova



La connessione dell'HVDC Italia-Montenegro è prevista nella zona Centro Sud strutturalmente deficitaria di risorse produttive competitive

**HVDC
Italia-Montenegro**

Il collegamento che rende disponibile importanti servizi di regolazione della frequenza potrà essere asservito ai sistemi di difesa.

Il nodo di Villanova è particolarmente strategico per la riaccensione del sistema elettrico italiano.

L'immissione della potenza nel nodo di Villanova non comporta problemi di congestione della rete primaria a 380 kV



Interconnessioni con l'estero

Riepilogo quesiti

- Analisi Costi/Benefici per linee di interconnessione
 - contrazione differenziale di prezzo per realizzazione nuove linee
 - approvvigionamento capacità di trasporto e modifica criteri esenzione acquisto CV

- Interconnessione con il Montenegro
 - Problemi di congestione della rete interna
 - Effetti sui prezzi zonali e su MSD per servizi di regolazione
 - Sviluppi di rete interna propedeutici all'interconnessione
 - Importazione energia rinnovabile dalla Serbia

- Sviluppo di progetti di interconnessione con partner privati diversi dai TSO (interconnessione con la Francia e interconnector ex L.99/09)



Interconnessioni con l'estero

Chiarimenti su analisi costi benefici – differenziale di prezzo

Quesito

- È stata considerata la possibile contrazione del differenziale di prezzo fra mercato italiano ed estero conseguente la realizzazione di nuove linee di interconnessione ?

Risposta

- Le analisi costi benefici sono condotte nell'ottica di riduzione dei costi di sistema su un orizzonte di lunghissimo termine; pertanto difficilmente prevedibili in tale orizzonte dinamiche delle transazioni e dei prezzi sui mercati;
- Per le linee di interconnessione sono stati valutati i benefici relativi alla riduzione del costo dell'energia elettrica derivante dalla possibilità per il sistema italiano di utilizzare l'energia prodotta a minor costo all'estero;
- Il differenziale medio di prezzo tra Italia ed estero è assunto convenzionalmente come rappresentativo del minor costo medio di produzione all'estero.
- Si è verificata la possibilità che tale differenziale possa permanere nell'orizzonte di analisi considerato tenuto conto degli scenari di domanda, generazione e import.



Interconnessioni con l'estero

Chiarimenti su ACB – approvvigionamento capacità di trasporto e CV

Quesito

- E' stato considerato nel differenziale di prezzo il costo di approvvigionamento della capacità e l'impatto relativo alla revisione dei criteri di esenzione dall'acquisto del CV ?

Risposta

- Il costo di approvvigionamento della capacità di trasporto sull'interconnessione è variabile e difficilmente prevedibile nell'orizzonte di analisi (a venti anni) essendo legato all'entità e al prezzo delle offerte di acquisto e vendita a cavallo della frontiera in rapporto alla capacità della linea di interconnessione
- Questo determina un trasferimento di surplus dagli operatori ai TSO e ai consumatori, che non rileva ai fini dell'analisi effettuata, che si basa sulla valutazione complessiva dell'impatto dell'opera prevista sul welfare del sistema
- Analogamente si ritiene che la revisione dei criteri di esenzione dall'acquisto dei CV per i prossimi anni non rilevi ai fini dell'analisi effettuata



Interconnessioni con l'estero

Interconnessione Italia – Montenegro – congestioni e servizi di rete

Quesito

- Sono stati considerati gli effetti derivanti dall'iniezione di 1000 MW baseload aggiuntivi nella stazione di Villanova, sia in termini di congestioni di rete sia in termini di incremento della over generation, sia in termini di effetto sui prezzi zionali dell'energia elettrica e dei prezzi per l'erogazione dei servizi di regolazione su MSD?

Risposta

- L' HVDC Italia – Montenegro è prevista presso la SE 380 kV di Villanova
 - La zona di mercato Centro Sud, è caratterizzata da deficit di produzione e produzione meno competitiva
 - le valutazioni effettuate hanno verificato che l'immissione di 1000 MW su tale SE non provoca congestioni sulla rete a 380 kV
- Il nuovo collegamento HVDC svolgerà ulteriori funzioni per la sicurezza e potrà fornire servizi di rete quali:
 - regolazione primaria e secondaria della frequenza
 - partecipare attivamente alla fase di riaccensione della RTN



Interconnessioni con l'estero

Interconnessione Italia – Montenegro – propedeuticità sviluppo rete

Quesito

- L'attuale presenza di poli di produzione limitata e le incertezze sull'entrata in servizio dei rinforzi della dorsale adriatica, non consentono di valorizzare realmente i benefici attesi dall'opera
- Si chiede se non sia opportuno programmare l'intervento tenendo conto delle propedeutiche necessità di sviluppo

Risposta

- I poli di produzione limitata e le procedure in atto per lo sviluppo delle linee Foggia-Gissi-Villanova e Fano-Teramo non riducono i benefici attesi dell'HVDC Italia-Montenegro
- Non si prevedono infatti problemi di congestioni sulla dorsale adriatica in conseguenza della realizzazione dell'interconnessione
- Lo sviluppo della rete primaria della dorsale adriatica risponde ad altre finalità
- Terna ha compiuto comunque grossi sforzi anche per il raddoppio dell'adriatica:
 - in realizzazione potenziamento 380 kV Foggia-Benevento e PST Foggia e Villanova;
 - prevista a breve CdS finale per autorizzazione linea 380 kV Gissi-Villanova
 - in autorizzazione la linea 380 kV Foggia-Larino-Gissi



Interconnessioni con l'estero

Interconnessione Italia – Montenegro – import produzione FER da Serbia

Quesito

- Nel determinare il differenziale di prezzo è stato considerato che parte dell'energia importata in Italia dovrebbe rientrare negli accordi stipulati tra il Governo Italiano e quello della Serbia in base al quale all'energia rinnovabile importata in Italia dalla Serbia verrà riconosciuto un valore di 155 €/MWh a carico del contribuente italiano ?

Risposta

- I benefici dell'interconnessione sono stati valutati sulla base di analisi degli scenari di generazione e carico nei Balcani che prevedono surplus di produzione a costi competitivi nei prossimi anni
- Per quanto riguarda l'energia da fonte rinnovabile prodotta in Serbia, le Autorità competenti devono ancora definire con appositi provvedimenti le condizioni attuative per l'importazione di energia dai Balcani
- In generale le analisi costi benefici delle linee di interconnessione con l'estero non prevedono di attribuire un maggior valore specifico all'energia da fonte rinnovabile importata dall'estero



Interconnessioni con l'estero

Sviluppo di interconnessioni con partner privati

Quesito

- Terna considera la possibilità di sviluppare progetti di nuove linee di interconnessione con partner privati diversi dai TSO esteri ?
- Possibilità di rendere accessibile a partner privati l'iniziativa di sviluppo tra Italia e Montenegro

Risposta

- L'accordo di Terna con il gestore del tratto autostradale A32 (Torino-Bardonecchia) e della galleria autostradale del Frejus consente di realizzare un collegamento transfrontaliero pubblico fattibile con limitato impatto ambientale, utilizzando il sedime autostradale
- Non vi sono al momento progetti di interconnessione per i quali si preveda una partnership con soggetti privati diversi dai TSO
- L'interconnessione con il Montenegro prevista nel Piano di Sviluppo farà parte della RTN e sarà realizzata da Terna



Interconnessioni con l'estero

Sviluppo di nuovi interconnector ai sensi della Legge 99/09

Quesito

- Per quanto riguarda gli ulteriori 2500 MW associati ai nuovi interconnector di cui alla Legge 99/2009 e s.m.i, Terna prende in considerazione l'ipotesi di sviluppare tali interconnessioni anche in partnership con soggetti privati?

Risposta

- La Legge 99/2009 prevede, all'articolo 32, che Terna provveda *“a fronte di specifico finanziamento da parte di soggetti investitori terzi, a programmare, costruire ed esercire a seguito di specifici mandati dei medesimi soggetti uno o più potenziamenti delle infrastrutture di interconnessione con l'estero nella forma di “interconnector”*
- I progetti di interconnector sono stati solo richiamati nel PdS, pur non essendo realizzati con investimenti Terna, diversamente dalle altre linee di interconnessione pubbliche sviluppate da Terna.



Piano di sviluppo della RTN 2012

- Principi alla base delle analisi costi/benefici
- Sistemi di accumulo diffuso a batterie
- Riduzione vincoli polo di produzione limitato di Brindisi
- Interconnessioni con l'estero
- **Priorità di intervento**
- Gestione generazione distribuita
- Quadro di aggiornamento principali interventi di sviluppo



Priorità di intervento

Avvio iter autorizzativi e Indice IP

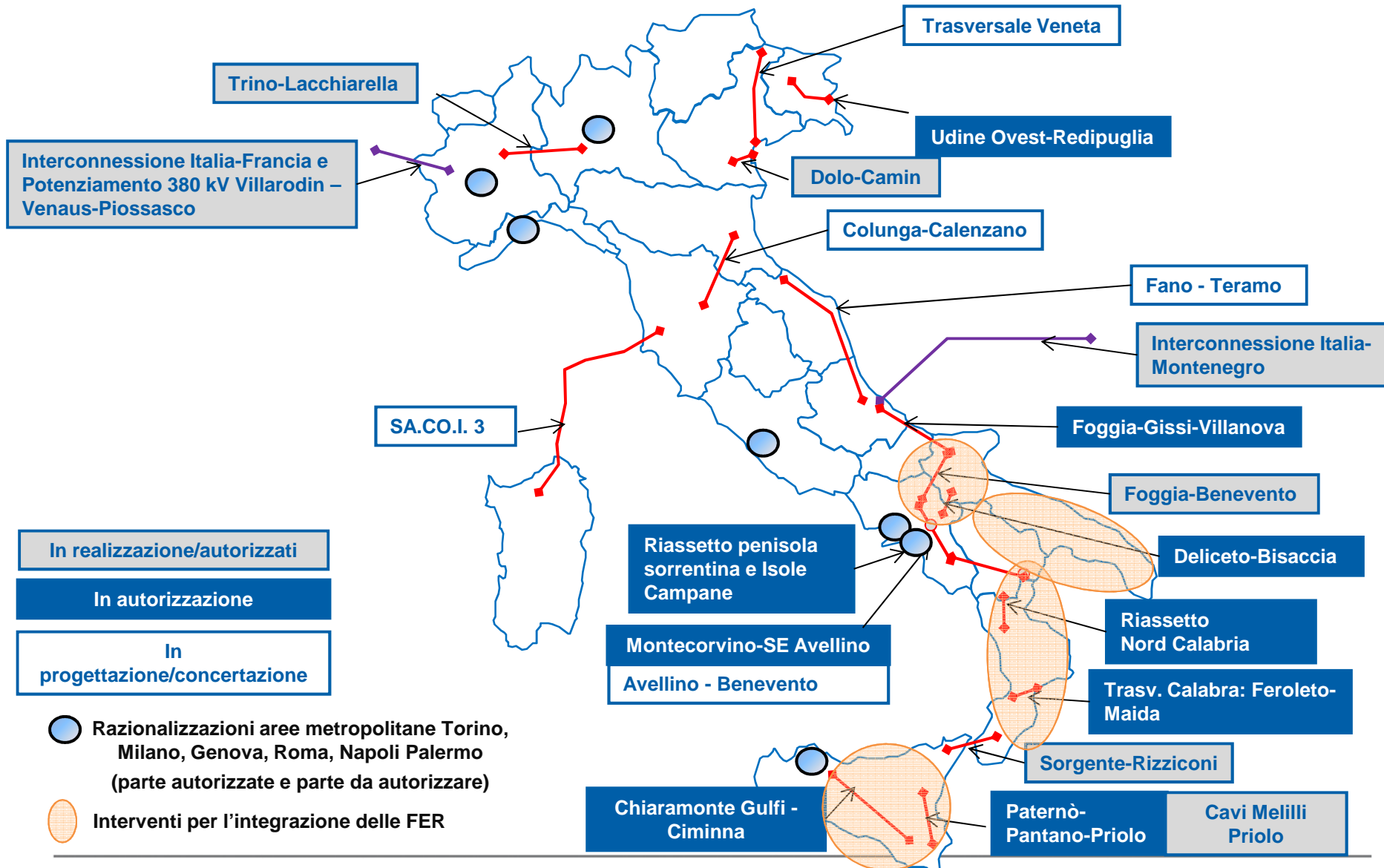
Quesito

- Considerato che l'indice di profittabilità IP consente un ordinamento - in termini di utilità per il sistema elettrico - delle differenti opere di sviluppo prese in esame, nell'avviare l'iter autorizzativo delle opere del Piano, viene accordata priorità a quelle contraddistinte da un valore dell'indice IP più elevato?

Risposta

- Nell'avvio degli iter autorizzativi delle opere si tiene conto di:
 - Interventi che corrispondono ad esigenze prioritarie di incremento di sicurezza, riduzione delle congestioni e incremento della capacità di interconnessione
 - Valenza strategica di opere con i più elevati benefici specifici
 - Interdipendenza con altri interventi
 - concertazione preventiva con le Amministrazioni e gli Enti Locali della nuova infrastruttura di rete

Principali interventi di Sviluppo



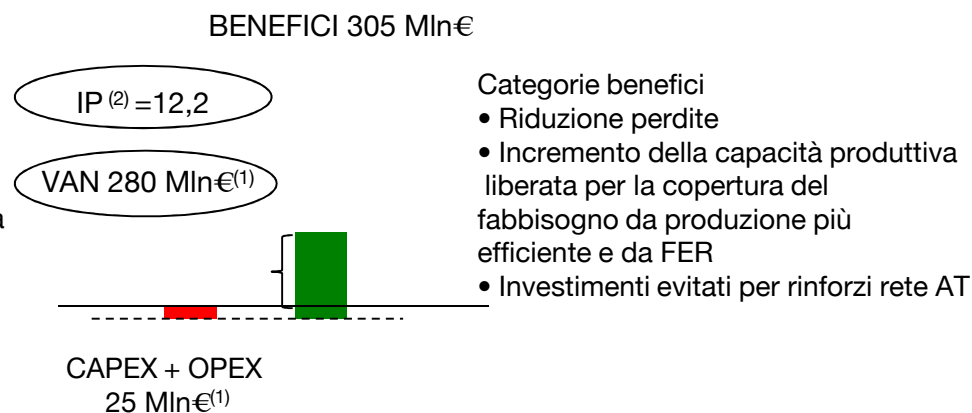
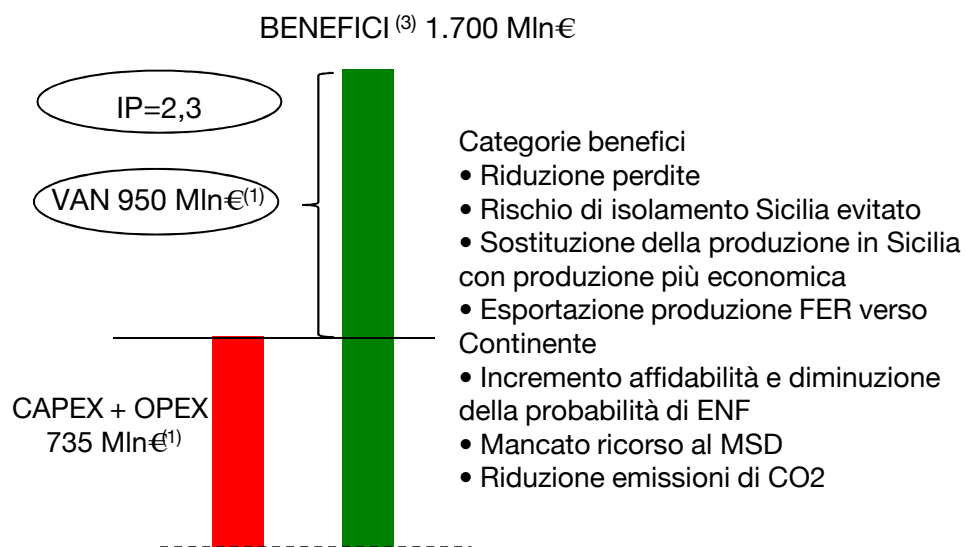


Priorità di intervento

Avvio iter autorizzativi e Indice IP

Sorgente – Rizziconi

Trasversale calabra



Alcune opere strategiche possono avere un IP più basso in quanto richiedono investimenti maggiori a fronte di benefici netti più grandi per il sistema nel medio e lungo termine

⁽¹⁾ Costi e benefici attualizzati

⁽²⁾ L'IP è relativo alla Trasversale calabra + il Riassetto Nord Calabria. Benefici stimati in relazione al costo della sola Trasversale

⁽³⁾ Non sono stati tenuti in considerazione eventuali effetti per aumento competitività sui mercati



Piano di sviluppo della RTN 2012

- Principi alla base delle analisi costi/benefici
- Sistemi di accumulo diffuso a batterie
- Riduzione vincoli polo di produzione limitato di Brindisi
- Interconnessioni con l'estero
- Priorità di intervento
- Gestione generazione distribuita
- Quadro di aggiornamento principali interventi di sviluppo



Gestione generazione distribuita

Modulazione della generazione distribuita

Quesito

- Impatti derivanti dalla possibilità per Terna di modulare gli impianti di produzione di generazione distribuita avvalendosi dei sistemi di protezione automatica che i produttori hanno l'obbligo di installare (deliberazione 84/2012/R/eel).

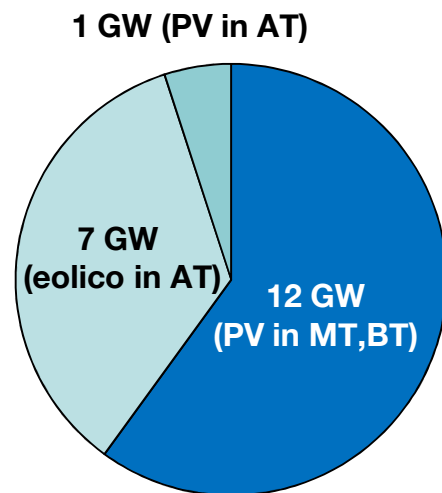
Risposta

- Al momento la modulazione della produzione è possibile esclusivamente per gli impianti da FRNP connessi in AT (eolici e fotovoltaici), mentre è ancora in corso di definizione la possibilità di estendere azioni di modulazione agli impianti connessi in MT e BT
- In particolare dovrà essere verificata la possibilità di attuare, attraverso i distributori che gestiscono le reti su cui si inserisce la generazione distribuita, azioni di controllo efficaci ai fini del dispacciamento per garantire la sicurezza del sistema.
- L'eventuale possibilità di attuare azioni adeguate di modulazione della produzione distribuita non influisce sulle previsioni di sviluppo della RTN contenute nel Piano di Sviluppo finalizzate a ridurre i costi di sistema.



Gestione generazione distribuita

Controllo e modulazione della produzione da FRNP



- Circa 7 GW di eolico installato AT
- Circa 1 GW di PV installato AT
- Circa 12 GW di PV installato MT,BT

TOTALE circa 20 GW installato FRNP

- Attualmente è possibile attuare azioni di modulazione:
 - per gli impianti eolici in AT secondo le disposizioni previste dall' Allegato A17 del Codice di Rete
 - per gli impianti fotovoltaici in AT secondo le disposizioni previste dall' Allegato A68 del Codice di Rete
- Per gli impianti fotovoltaici in MT,BT sono in corso di definizione le regole e modalità per la modulazione della produzione
- Problematiche tecniche da definire:
 - traduzione da parte dei distributori degli ordini impartiti da Terna
 - distacco selettivo produzione distribuita, evitando impatti sulle utenze in prelievo



Gestione generazione distribuita

Provvedimenti

- **Quarto Conto Energia** (Maggio 2011): il decreto prevede (art. 11 comma 3):
 - *“Gli inverter utilizzati in impianti fotovoltaici che entrano in esercizio successivamente al 31 dicembre 2012 devono tener conto delle esigenze della rete elettrica, prestando i seguenti servizi e protezioni:*
 - a) *mantenere insensibilità a rapidi abbassamenti di tensione; consentire la disconnessione dalla rete a seguito di un comando da remoto*
 - b) *aumentare la selettività delle protezioni, al fine di evitare fenomeni di disconnessione intempestiva dell'impianto fotovoltaico;*
 - c) *consentire l'erogazione o l'assorbimento di energia reattiva;*
 - d) *limitare la potenza immessa in rete (per ridurre le variazioni di tensione della rete);*
 - e) *evitare la possibilità che gli inverter possano alimentare i carichi elettrici della rete in assenza di tensione sulla cabina della rete.”*
- Alla luce delle criticità di esercizio della rete manifestatesi nell'estate 2011, legate al rapido sviluppo della generazione distribuita, si è reso necessario trovare soluzioni da attuare prima dell'estate 2012
- **Delibera AEEG n. 160/11**(Novembre 2011): individuare provvedimenti per risolvere le criticità legate all'impatto dello sviluppo della generazione distribuita sulla sicurezza del SEN. Tali provvedimenti riguardano principalmente:
 - misure sui sistemi di protezione e di difesa
 - prestazione dei servizi di regolazione e di rete



Gestione generazione distribuita

Provvedimenti

- Con la **deliberazione AEEG n.84/2012** sono stati regolamentati i requisiti minimi per la connessione e l'esercizio degli impianti fotovoltaici in AT, MT e BT. In particolare, sono stati approvati i 3 nuovi allegati al Codice di Rete:
 - Allegato A.68, recante “Impianti di produzione fotovoltaici. Requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT”;
 - Allegato A. 69, recante “Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna”;
 - Allegato A.70, recante “Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita”.

- Per l'**allegato A70**, la delibera sopra citata prevede che l'adeguamento sia graduale e distinto in base all'entrata in esercizio ed al livello di tensione dell'impianto medesimo. L'adeguamento, in particolare, riguarda i campi di funzionamento per tensione e frequenza ($85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$ e $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$)

- La medesima delibera rimanda a ulteriore provvedimento per quanto attiene al paragrafo 6 dell'allegato A70- “Trasmissione dei dati necessari ai fini del controllo del SEN”, ed in particolare per l'acquisizione delle telemisure



Piano di sviluppo della RTN 2012

- **Principi alla base delle analisi costi/benefici**
- **Sistemi di accumulo diffuso a batterie**
- **Riduzione vincoli polo di produzione limitato di Brindisi**
- **Interconnessioni con l'estero**
- **Priorità di intervento**
- **Gestione generazione distribuita**
- **Quadro di aggiornamento principali interventi di sviluppo**



Avanzamento Piano di Sviluppo 2012

Aggiornamento dei principali interventi del PdS 2012

Quesito

- Stato di aggiornamento dei principali interventi contenuti nel Piano di Sviluppo 2012, con indicazione, per ciascun intervento di:
 - anno di inserimento dell'intervento nel Piano di Sviluppo
 - eventuali modifiche dell'intervento originario apportate o per esigenze autorizzative o in seguito a mutamenti di scenario
 - stato autorizzativo o realizzativo dell'intervento e programmazione dei lavori per il completamento delle opere (diagramma di Gantt)
 - ulteriori esigenze di sviluppo che insistono sulla medesima area
 - avanzamento investimenti

Risposta

- Le informazioni richieste sono tutte riportate nelle diverse edizioni dei Piani di Sviluppo pubblicate sul sito www.terna.it
- Nelle slide successive è riportato un prospetto di riepilogo delle informazioni richieste, con riferimento alle principali opere previste nei Piani di Sviluppo



Quadro avanzamento principali interventi

Principali opere di sviluppo autorizzate

Nome Opera	Tipologia opera	Anno inserimento o PdS Opera	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzazione	Decreto VIA	CdS decisoria *	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera	Realizzazione PdS 2012
Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento (1)	Linea Aerea	2003	2003/2006	2006	2009	2010	Campania: 2010; Puglia:2011	2011	Realizzazione in corso	2014
SE 380 kV Foggia Installazione di un sistema di PST(1)	Stazione	2007	2008	2010	NA	2010	2010	2011	Realizzazione in corso	2012/2013
Elettrodotto 380 kV Feroletto - Maida	Linea Aerea	2007	2007/2009	2009	2010	2010	2011	2012	In corso progettazione esecutiva	2014
Elettrodotto 380 kV Sorgente - Rizziconi, (tratti aerei) SE Scilla e SE Villafranca	Linea Aerea	2003	2003/2006	2006	2009	2009	2009	2010	In corso di completamento attività in SE di Scilla (fondazioni e montaggio blindato e ATR); in corso sistemazione sito SE Villafranca; in corso produzione di pali tubolari; in corso attività necessarie per risoluzione interferenze	2014
Elettrodotto in Cavo marino "Scilla - Villafranca"	Linea in Cavo				NA	2008	Sicilia:2008; Calabria: 2009	2009	In corso attività di posa e protezione della prima terna di cavi marini	
Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Linea Aerea	2002	2002/2008	2008	2010	2010	2010	2010	Completati i lavori nelle SE di Trino e Lacchiarella in corso realizzazione fondazioni sostegni	2014
Elettrodotto 380 kV Fusina - Dolo - Camin	Linea Aerea e linea in Cavo	2004	2004/2007	2007	2010	2010	2008	2011	In corso apertura dei cantieri	2015
Cavo a 380 KV tra le SE Priolo G. e Melilli e opere connesse(2)	Linea in Cavo	2006	2007/2008	2009	NA	2009	2010	2011	Progettazione esecutiva del collegamento in cavo e SE Priolo in corso; Cantiere in corso SE Melilli in stato avanzato per OCCC;	2015

*Conferenza di servizi

(1) Nel PdS 2007 nell'intervento Foggia-Benevento è stata inserita l'installazione del PST nella SE di Foggia come soluzione nel breve – medio periodo

(2) Nel PdS 2006 nell'intervento "Paternò – Pantano – Priolo" e riassetto rete 150 kV nell'area di Catania e Siracusa è stata inserita il collegamento Priolo-Melilli



Quadro avanzamento autorizzazioni

Principali opere di sviluppo autorizzate

Nome Opera	Tipologia opera	Anno inserimento o PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzazione opera	Decreto VIA	CdS decisoria *	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera	Data Realizzazione PdS 2012
Nuova S.E. a 380/150 kV di "Aliano" e raccordi dell'elettrodotto a 380 kV "Laino - Matera" e della rete 150 kV alla nuova stazione (1)	Stazione	2007	2007/2008	2008	NA	2009	2009	2009	Realizzazione in corso: prevista l'entrata in esercizio nel 2012	2012
SE 380 kV Villanova Installazione di un sistema di Phase Shifting nella Stazione AT(2)	Stazione	2007	2008/2009	2010	NA	2010	2011	2011	Realizzazione in corso	2012
SE 380 kV Avellino Nord e opere connesse (3)	Stazione	2007	2007	2008	NA	2009	2010	2010	Realizzazione in corso	2013
HVDC Grand'Isle - Piossasco	linea aerea in d.t. in c.a.	2004	2004/2008							
	HVDC in cavo	2008	2008/2009	2009	NA	2010	2010	2011	Realizzazione in corso per le nuove sezioni 380/220/132 kV in GIS della stazione di Piossasco;	2017/2018
HVDC Italia-Montenegro	HVDC in cavo	2007	2007/2009	2009	NA	2010	2011	2011	In corso procedure di gara per le forniture	2015/2016

*Conferenza di servizi

(1) Opera inserita nel Riassetto rete Nord Calabria

(2) Nel PdS 2007 nell'intervento Foggia-Villanova è stata inserita l'installazione del PST nella SE di Villanova come soluzione nel breve - medio periodo

(3) La SE di Avellino Nord è stata inserita nel PdS 2007 all'interno dell'Intervento Montecorvino-Avellino-Benevento



Quadro avanzamento autorizzazioni

Principali opere in autorizzazione

Nome Opera	Tipologia Opera	Anno inserimento in PdS Intervento	Fase concertativa	Avvio autorizzazione	Decreto VIA	Conferenza dei servizi	Intesa regionale	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione
Elettrodotto 380 kV "Udine Ovest - Redipulgia"	Linea aerea	2002	2002/2008	2008	2011	In convocazione		
Elettrodotto 380 kV Calenzano - S.Benedetto del Querceto - Colunga	Linea aerea	2005	2005/2009	2009	In esame VIA			
Elettrodotto 380 kV Villanova-Gissi	Linea aerea	2005	2005/2009	2009	2011	In convocazione		
Elettrodotto Gissi-Larino-Foggia	Linea aerea	2007	2007/2011	2012				
El. 380 kV "Laino - Altomonte"; raz. rete AT area Castrovillari	Linea aerea	2007	2007/2009	2009	2011 (VIA Regionale)	In convocazione		
Elettrodotto 380 kV Avellino Nord - Montecorvino	Linea aerea	2004	2004/2010	2010	In esame VIA			
Elettrodotto 380 kV Deliceto - Bisaccia	Linee aeree	2007	2007/2010	2011	In esame VIA			
Elettrodotto 380 kV Paternò - Pantano - Priolo e opere connesse	Linea aerea	2005	2005/2009	2010	In esame VIA			
Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi - Ciminna	Linea aerea	2004	2004/2010	2011	In esame VIA			



Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2012

QUESTO DOCUMENTO È STATO PREDISPOSTO DA TERNA S.P.A. (DI SEGUITO LA "SOCIETÀ") AL SOLO SCOPO DI FORNIRE UNA RAPPRESENTAZIONE SINTETICA DEI CONTENUTI DEL PIANO DI SVILUPPO 2012.

LE INFORMAZIONI CONTENUTE NEL PRESENTE MATERIALE E NEGLI ALTRI DOCUMENTI EVENTUALMENTE DISCUSSI DURANTE LA PRESENTAZIONE DEL PIANO DI SVILUPPO 2012 POSSONO CONTENERE DICHIARAZIONI PREVISIONALI CHE NON COSTITUISCONO IN ALCUN MODO FATTI STORICI, INCLUSE LE STIME DI ENERGIA, I TREND DI CRESCITA NONCHE' LE DICHIARAZIONI SULLE ASPETTATIVE DELLA SOCIETÀ.

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

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

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