

# Piano di Sviluppo **2010**



Il presente Piano di Sviluppo edizione 2010 è stato predisposto ai sensi dei D.M. del 20 aprile 2005 (Concessione) che prevede che entro il 31 dicembre di ogni anno, il Gestore di rete proponga, per approvazione, al Ministero dello Sviluppo Economico un documento contenente le linee di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

Mantenendo la struttura delle precedenti edizioni il Piano di Sviluppo 2010 (di seguito PdS2010) della Rete di Trasmissione Nazionale si compone di due sezioni:

Piano di Sviluppo 2010 - Sezione I in cui viene descritto il quadro di riferimento e le nuove esigenze di sviluppo che si sono evidenziate nel corso del 2009;

Stato avanzamento piani precedenti - Sezione II in cui è illustrato lo stato di avanzamento degli interventi previsti nei precedenti Piani di Sviluppo.

Si fa presente che la Sezione II comprende gli interventi proposti nel PdS 2009 essendo sopraggiunta in data 23 dicembre 2009 la comunicazione di approvazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico; tenuto conto, inoltre, del Parere Motivato conseguito in data 2 novembre 2009, ai sensi procedimento di una Valutazione Ambientale Strategica (D. Lgs. 152/2006), le prescrizioni comunicate nel parere di sintesi sono state recepite - per quanto tecnicamente possibile e compatibilmente con il rispetto delle normative che regolano il settore elettrico - già nella presente edizione.

L'anno appena concluso è stato caratterizzato dalla profonda crisi economica e finanziaria che ha alterato gli equilibri dei mercati mondiali e modificato i parametri di crescita di molti Paesi; il settore elettrico nazionale – cartina tornasole di ogni sistema economico – ha confermato crisi e incertezze delle tendenze dell'economia italiana. Ad un simile scenario, pronta e incisiva, è stata la risposta del Legislatore nazionale che ha voluto vedere anche nel rilancio delle grandi infrastrutture la premessa di una ripresa economica.

Con Decreto Legge 1 luglio 2009, n. 78 “Provvedimenti anticrisi, nonché proroga di termini e della partecipazione italiana a missioni internazionali”, convertito dalla Legge 102 del 3 agosto 2009 e con Legge n. 99 del 23 Luglio 2009 “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”, il Legislatore ha voluto dotarsi di strumenti tali che le opere di rete di trasmissione elettrica urgenti per lo sviluppo socio-economico del Paese siano realizzate con mezzi e procedure straordinarie, prevedendo la nomina di Commissari Straordinari e introducendo un nuovo regime semplificato per lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale e per gli interventi su rete esistente (varianti a linee e stazioni, autorizzazione unificata per la connessione di impianti con potenza superiore a 300 MW).

Lo stesso Legislatore ha voluto dare impulso alla realizzazione di un mercato unico dell'energia anche attraverso lo sviluppo di interconnector con il coinvolgimento di clienti finali energivori (citata Legge 99/09) e avviando un processo di riforma del mercato elettrico con l'obiettivo di diversificare il portafoglio di approvvigionamento e di incrementare la copertura dal rischio di volatilità del prezzo (Legge 2/09 sulla riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento - MSD e dei Mercati regolati a Termine - MET).

A queste novità legislative si aggiunge l'approvazione da parte del Parlamento Europeo del Terzo Pacchetto Energia, lo scorso 25 giugno 2009, contenente anche tre regolamenti attraverso i quali è stato anche istituito un organismo unico per i Gestori di rete europei (ENTSO-E) con il ruolo di rilievo rispetto a temi quali il completamento e funzionamento del mercato interno dell'energia e degli scambi transfrontalieri e la gestione coordinata e lo sviluppo della rete europea di trasmissione di energia elettrica.

Il perfezionamento dell'accordo per la cessione degli impianti di Enel Distribuzione a Terna ed il conferimento degli stessi nel perimetro della rete di trasmissione nazionale, così come disposto dal Ministero dello Sviluppo Economico con Decreto del 27 febbraio 2009, nonché il recente accordo siglato il 22 dicembre 2009 dal gruppo Terna per l'acquisizione della rete AT di a2a (Retrasm) - il cui perfezionamento è subordinato all'approvazione dell'operazione da parte delle Autorità competenti - costituiscono uno stimolo per una gestione più efficiente della rete, con la definizione di piani di sviluppo e manutenzione per migliorare le condizioni di accesso ai servizi di trasmissione.

Infine, se lo sviluppo delle infrastrutture è una leva strategica per il superamento della crisi ed il conseguente rilancio economico-sociale, l'anno 2009 si deve ricordare come l'anno di entrata in servizio del primo collegamento 500 kV in corrente continua Sardegna – Continente (SAPEI): testimonianza di un'eccellenza italiana che parte dalla sua pianificazione elettrica e finanziaria alla sua realizzazione; il

conseguimento dell'autorizzazione della direttrice in doppia terna 380 kV tra le stazioni La Casella e Caorso, fondamentale per decongestionare la rete a Nord del Paese e l'avvio in autorizzazione di grandi opere: i collegamenti di interconnessione Italia – Francia e Italia – Montenegro, l'elettrodotto 380 kV Calenzano – Colunga per la rimozione dei vicoli di mercato tra le aree Nord e Centro Nord, l'elettrodotto 380 kV Villanova – Gissi ed infine interventi per le rinnovabili come il 380 kV Feroletto – Maida ed altri ancora per il potenziamento della rete AT essenziali per il raggiungimento e rispetto degli obiettivi ambientali richiesti dalla Comunità Europea.

Premessa	3	4.4 Interventi per la riduzione delle congestioni	58
1 Quadro normativo di riferimento	9	4.5 Qualità e sicurezza del servizio	58
1.1 Riferimenti normativi di base	9	4.6 Ulteriori ipotesi di sviluppo allo studio	61
1.1.1 Provvedimenti di recente emanazione	11	5 Risultati attesi	63
1.1.2 Provvedimenti in corso di predisposizione	14	5.1 Incremento della consistenza della RTN	63
1.1.3 Il processo di pianificazione integrata	15	5.2 Incremento della capacità di importazione dall'estero	63
1.1.4 Modifiche dell'ambito della RTN	15	5.3 Riduzione delle congestioni e dei poli produttivi limitati	64
1.1.5 Proposte di acquisizione nella RTN di elementi di rete esistenti	16	5.4 Riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili	67
2 Il processo di pianificazione della rete elettrica	17	5.5 Miglioramento atteso dei valori delle tensioni	68
2.1 Obiettivi e criteri del processo di pianificazione	17	5.6 Riduzione delle perdite di trasmissione	69
2.1.1 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione	18	5.7 Riduzione delle emissioni di CO <sub>2</sub>	69
2.2 Attuali criticità di esercizio della rete	19	5.8 Scambi energetici nel medio/lungo periodo	70
2.2.1 Sicurezza di esercizio della rete	19	Dettaglio interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN (EDIZIONE 2010)	73
2.2.2 Continuità di alimentazione della rete	21	Area Nord-Ovest	75
2.2.3 Qualità della tensione sulla rete	22	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	75
2.2.4 Impatto della produzione da fonte non programmabile	24	Stato della rete	77
2.3 Segnali provenienti dal mercato dell'energia elettrica	25	Nuove connessioni alla RTN	77
2.3.1 Effetto dei mercati esteri sulla disponibilità di capacità di import/export	26	Nuove esigenze di sviluppo rete	78
2.3.2 Principali vincoli nel Mercato del Giorno Prima	27	Area Nord	79
2.3.3 Unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico (UPESS)	30	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	79
2.3.4 Principali vincoli di esercizio nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)	31	Stato della rete	80
2.4 Scenari di riferimento	34	Nuove connessioni alla RTN	80
2.4.1 Scenario standard per l'elaborazione degli interventi di sviluppo	34	Nuove esigenze di sviluppo rete	81
2.4.2 Scenari energetici alternativi di lungo termine	42	Disegni	82
2.4.3 Smart Grid	43	Area Nord-Est	85
2.5 Criticità previste ed esigenze di sviluppo della RTN	44	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	85
2.5.1 Copertura del fabbisogno nazionale	44	Stato della rete	87
2.5.2 Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione	47	Nuove connessioni alla RTN	87
2.5.3 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione	49	Nuove esigenze di sviluppo rete	88
2.5.4 Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio	51	Area Centro-Nord	89
3 Pianificazione coordinata fra Gestori di Rete Europea (ENTSO-E)	53	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	89
3.1 Indirizzi di sviluppo delle reti in ambito europeo	54	Stato della rete	90
3.1.1 Continental Central South Regional Group	55	Nuove connessioni alla RTN	91
3.1.2 Continental South East Regional Group	55	Nuove esigenze di sviluppo rete	92
4 Nuovi interventi di sviluppo	57	Disegni	94
4.1 Premessa	57	Area Centro	95
4.2 Programmazione temporale delle attività di sviluppo	57	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	95
4.3 Classificazione degli interventi di sviluppo (AEEG 348/07)	57	Stato della rete	98
		Nuove connessioni alla RTN	99
		Nuove esigenze di sviluppo rete	100
		Disegni	102
		Area Sud	103
		Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	103
		Stato della rete	106
		Nuove connessioni alla RTN	107
		Nuove esigenze di sviluppo rete	110
		Disegni	111

Area Sicilia	113	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	121
Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	113	Stato della rete	122
Stato della rete	114	Nuove connessioni alla RTN	123
Nuove connessioni	115	Nuove esigenze di sviluppo rete	124
Nuove esigenze di sviluppo rete	116	Disegni	125
Disegni	118		
Area Sardegna	121		

## INDICE

## Sezione 2

1 Introduzione	129	Interventi previsti	175
2 Principali attività svolte nel 2009	131	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	180
2.1 Principali interventi di sviluppo realizzati nel 2009	131	Disegni	183
2.2 Iter autorizzativi conseguiti nel 2009	134	4.3 Area Nord Est	187
2.3 Iter autorizzativi avviati nel 2009	136	Interventi previsti	187
2.4 Principali interventi sulla rete 380 kV	137	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	195
2.5 Studi completati nel corso del 2009	139	Disegni	197
2.6 Accordi perfezionati nel corso del 2009	140	4.4 Area Centro Nord	205
2.7 Variazioni nell'ambito della RTN	140	Interventi previsti	205
3 Classificazione degli interventi di sviluppo	141	Interventi su impianti esistenti e autorizzati	213
3.1 Riduzione delle congestioni	141	Disegni	216
3.2 Riduzione dei poli limitati e dei vincoli alla capacità produttiva	141	4.5 Area Centro	225
3.3 Interconnessioni con l'estero	142	Interventi previsti	225
3.4 Sviluppo aree metropolitane	142	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	232
3.5 Qualità del servizio	142	Disegni	234
3.6 Interventi per le connessioni	145	4.6 Area Sud	241
4 Dettaglio sullo stato di avanzamento delle opere appartenenti ai piani precedenti già approvati	147	Interventi previsti	241
4.1 Area Nord Ovest	147	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	248
Interventi previsti	147	Disegni	251
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	154	4.7 Area Sicilia	259
Disegni	157	Interventi previsti	259
4.2 Area Nord	175	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	262
		Disegni	263
		4.8 Area Sardegna	267
		Interventi previsti	267
		Interventi su impianti esistenti o autorizzati	269
		Disegni	270

# **Sezione 1**

*Piano di Sviluppo 2010*





## 1 Quadro normativo di riferimento

### 1.1 Riferimenti normativi di base

#### La Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento

Il D.M. 20 aprile 2005, recante Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, prevede, all'articolo 9, che Terna predisponga, 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 - entro il 31 dicembre di ciascun anno - un Piano di Sviluppo, contenente le linee di sviluppo della RTN, definite sulla base:

- dell'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;
- della necessità di ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali;
- delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto;
- delle eventuali richieste di interventi sulla RTN formulate dalle società proprietarie o aventi la disponibilità di porzioni della medesima RTN.

Così come stabilito dalla Concessione, il Ministero dello Sviluppo Economico verifica la conformità del Piano di Sviluppo alle norme di legge, formulando, se del caso, le opportune modifiche e integrazioni.

Il Piano di Sviluppo è altresì assoggettato a Valutazione Ambientale Strategica ai sensi della D.Lgs 152/06.

#### Il Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della rete e il Comitato di consultazione

Il "Codice di Rete di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete" (di seguito "Codice di Rete"), emanato in attuazione del DPCM 11 maggio 2004, disciplina i rapporti tra Terna e gli utenti della rete, con riferimento alle attività di connessione, gestione, pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete di trasmissione nazionale, nonché di dispacciamento e misura dell'energia elettrica.

Il Codice di Rete trova applicazione nei rapporti tra Terna e gli utenti della rete a partire dal 1° novembre 2005.

Il Codice di Rete contiene altresì le regole generali di funzionamento del Comitato di Consultazione

degli utenti<sup>1</sup> (di seguito "Comitato"), un organo tecnico istituito ai sensi del DPCM 11 maggio 2004, comprendente i rappresentanti delle principali categorie di utenti della Rete, con il compito di aggiornare le regole contenute nel Codice di Rete ed agevolare la risoluzione delle eventuali controversie derivanti dall'applicazione delle regole stesse.

Tra le generali competenze del Comitato, previste dal Codice di Rete, vi è anche quella di esprimere pareri non vincolanti sui criteri generali per lo sviluppo della rete, lo sviluppo e la gestione delle interconnessioni, la difesa della sicurezza della rete.

Le funzioni del Comitato sono state ampliate anche a seguito del provvedimento 14542 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato in data 4 agosto 2005 sulle operazioni di concentrazione relative all'acquisizione da parte di Cassa Depositi e Prestiti della quota del capitale sociale di Terna. In virtù di tale decisione al Comitato spetta in via transitoria il compito di rendere il proprio parere, sia pur non vincolante, sul Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale predisposto annualmente da Terna.

Ai sensi del Codice di rete e della stessa Concessione la procedura di approvazione del PdS viene così sinteticamente riassunta:

1. nel corso dell'anno il Comitato di Consultazione può richiedere a Terna informazioni ed eventuale documentazione relative all'attuazione del PdS dell'anno precedente e allo stato di avanzamento delle attività per la predisposizione del PdS per l'anno successivo;
2. entro il 15 ottobre di ogni anno con riferimento all'approvazione del PdS per l'anno successivo, Terna S.p.A rende disponibili al Comitato di Consultazione la documentazione illustrativa delle nuove esigenze di sviluppo proposte, nonché, ove esistenti, degli eventuali scenari alternativi di sviluppo determinati anche dall'attuazione del precedente piano, e tutte le informazioni tecnico-economiche alla base delle scelte effettuate;
3. il Comitato di Consultazione esprime sulle proposte di intervento di cui al punto 2 il proprio parere non vincolante, adeguatamente motivato;
4. entro il 10 novembre di ogni anno, Terna invia al Comitato di Consultazione il progetto definitivo del PdS unitamente ad una relazione sullo stato di attuazione del vigente PdS ed una

<sup>1</sup> Composto da sette membri con carica triennale.

relazione in cui viene dato conto, se del caso, delle motivazioni per le quali si è ritenuto discostarsi dal parere del Comitato di Consultazione di cui al punto 3;

5. entro i venti giorni successivi al ricevimento dei documenti di cui al punto 4, il Comitato di Consultazione esprime il proprio parere in merito al progetto definitivo del nuovo PdS ed alla verifica dello stato di attuazione del PdS vigente;
6. il progetto del PdS viene sottoposto al CdA di Terna, corredato dall'eventuale parere del Comitato di Consultazione e da una relazione delle strutture tecniche di Terna in cui viene dato conto, se del caso, delle motivazioni per le quali si è ritenuto di discostarsi dal parere del Comitato di cui al punto 5, nonché delle osservazioni del Comitato di Consultazione sullo stato di attuazione del PdS dell'anno in corso. Il CdA di Terna entro il 31 dicembre di ogni anno delibera il PdS, in conformità dell'art. 9 della Convenzione di Concessione di cui al D.M. 20 aprile 2005, tenendo in considerazione il parere del Comitato di Consultazione e motivando i casi in cui se ne discosta.

#### **Legge n. 239/04 di riordino del settore energetico**

Con riferimento alla costruzione ed esercizio degli elettrodotti facenti parte della rete nazionale di trasporto dell'energia elettrica, la legge stabilisce che, trattandosi di attività di preminente interesse statale, sono soggette a un'autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero dello sviluppo economico di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e previa intesa con la regione o le regioni interessate, "la quale sostituisce autorizzazioni, concessioni, nulla osta e atti di assenso comunque denominati previsti dalle norme vigenti, costituendo titolo a costruire e ad esercire tali infrastrutture in conformità al progetto approvato".

Nell'ambito del procedimento unico:

- il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio (o la Regione interessata per la VIA sugli elettrodotti aerei con tensione nominale superiore a 100 kV e tracciato di lunghezza superiore a 10 km) provvede alla valutazione di impatto ambientale e alla verifica della conformità delle opere al progetto autorizzato;
- il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti ha competenze in merito all'accertamento della conformità delle opere alle prescrizioni delle norme di settore e dei piani urbanistici ed edilizi.

"L'autorizzazione comprende la dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza dell'opera, l'eventuale dichiarazione di inamovibilità e

l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio dei beni in essa compresi, conformemente al decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327, recante il testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità. Qualora le opere comportino variazione degli strumenti urbanistici, il rilascio dell'autorizzazione ha effetto di variante urbanistica".

#### **Opere prioritarie per le quali è resa possibile l'utilizzazione degli strumenti previsti dalla Legge 443/2001 (c.d. Legge Obiettivo)**

Nella realizzazione di grandi opere infrastrutturali, un aspetto critico è rappresentato dalla incertezza dei tempi necessari ad espletare le procedure di autorizzazione, sia a livello nazionale che locale. Affinché gli interventi di rilevanza strategica per il Paese possano essere realizzati nei tempi previsti e possano avere la massima efficacia, è assolutamente necessario che le autorizzazioni vengano rilasciate in tempi definiti e certi.

Tale necessità è stata recepita dalla Legge n. 443/01, detta "Legge obiettivo", ed in particolare dalle disposizioni attuative contenute nel Decreto legislativo n. 163/06, che ha abrogato il Decreto Legislativo 190/02.

Con i suddetti provvedimenti, il legislatore ha posto tra gli obiettivi prioritari da perseguire lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica, il riequilibrio socio-economico tra le aree del territorio nazionale, la creazione di un mercato europeo dell'energia, da realizzarsi potenziando le interconnessioni con l'estero tra gli obiettivi prioritari da perseguire.

L'intero procedimento autorizzativo, coordinato dal Ministero delle Infrastrutture, prevede l'approvazione finale da parte del CIPE e si conclude entro 190 giorni dalla presentazione del progetto (art. 179 del Decreto legislativo n.163/06).

La Legge Obiettivo ha previsto che l'individuazione delle opere definite "strategiche e di preminente interesse nazionale" sia operata, di intesa con le singole Regioni interessate, a mezzo di un Programma aggiornato annualmente da inserire nel Documento di Programmazione Economica e Finanziaria, predisposto da Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti previo parere del CIPE ed intesa della Conferenza Unificata Stato - Regioni - Autonomie locali. La programmazione delle infrastrutture si inserisce così, nell'ambito dell'intero documento di programmazione economico finanziario nazionale.

### 1.1.1 Provvedimenti di recente emanazione

#### Delibera ARG/elt 52/09

Con tale provvedimento l'Autorità ha modificato e integrato la Delibera n. 111/06, al fine di recepire le disposizioni in merito alla regolazione degli impianti essenziali di cui all'articolo 3, comma 11, della legge n. 2 del 28 gennaio 2009.

In particolare, il provvedimento, come successivamente modificato ed integrato dalle delibere ARG/elt 140/09 e 167/09, definisce:

- i criteri sulla base dei quali Terna individua gli impianti o i raggruppamenti di “impianti essenziali” nella disponibilità di un medesimo soggetto che, pertanto risulta sottoposto alla disciplina degli stessi “impianti essenziali”;
- le condizioni per la presentazione delle offerte nei mercati da parte dei soggetti che hanno la disponibilità degli impianti individuati come essenziali;
- dei meccanismi puntuali, nell'ambito della regolazione delle unità essenziali, volti ad assicurare la minimizzazione dei costi per il sistema ed un'equa remunerazione dei produttori.

Con riferimento alle regole per il dispacciamento, Terna è tenuta a recepire nel Codice di Rete le disposizioni del provvedimento riguardo la regolazione degli impianti essenziali, secondo le modalità definite all'articolo 6 della Delibera n. 111/06.

#### Delibera ARG/elt 70/09

Con tale provvedimento l'Autorità ha verificato positivamente la proposta di modifica predisposta da Terna dell'Allegato A.6 del Codice di rete “Criteri di telecontrollo e di acquisizione dei dati”. Il provvedimento dispone contestualmente che Terna rediga una nota integrativa contenente maggiori informazioni in merito ai dati di direzione e intensità del vento che intende acquisire, specificando:

- la tipologia di dati (storici o in tempo reale);
- quali unità di produzione debbano fornirli;
- con quali modalità tale acquisizione debba avvenire.

#### Delibera ARG/elt 89/09

Con tale provvedimento l'Autorità ha dettato disposizioni in merito all'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica nell'ambito di reti non interconnesse con la rete di trasmissione nazionale (le reti delle isole minori) anche al fine di dare applicazione ai servizi di vendita dell'energia elettrica senza discriminare tra clienti finali allacciati a reti con obbligo di

connessione di terzi situate in aree interconnesse con la rete di trasmissione nazionale e clienti finali in aree non interconnesse a quest'ultima. Le disposizioni entreranno in vigore dal 1° gennaio 2010.

#### Delibera ARG/elt 107/09

Con tale provvedimento è stato approvato il Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)(TIS) che:

- riunisce in un unico testo integrato tutte le disposizioni inerenti le attività mensili di aggregazione misure, attribuzione a ciascun utente del dispacciamento interessato dell'energia prelevata da punti di prelievo non trattati su base oraria e regolazione dei corrispettivi di dispacciamento;
- disciplina le modalità di trattamento dei dati rilevanti ai fini del dispacciamento qualora le imprese distributrici di riferimento non ottemperino agli obblighi informativi posti loro in capo in ordine all'aggregazione delle misure. L'applicazione delle suddette modalità è prevista a partire da gennaio 2010;
- integra il contenuto e pertanto abroga a decorrere dal 1° agosto 2009 la deliberazione 278/07 - TILP e la deliberazione ARG/Elt 29/08 relative rispettivamente alla determinazione convenzionale per fasce orarie dell'energia prelevata dai punti di prelievo non trattati orari e alla determinazione convenzionale dei profili di prelievo dell'energia elettrica corrispondenti ad utenze di illuminazione pubblica non trattate su base oraria. Le relative disposizioni continuano ad essere applicate per quanto necessario e limitatamente alla definizione delle partite di competenza del periodo anteriore al 1° agosto 2009;
- modifica la deliberazione n. 111/06, limitandone le disposizioni agli aspetti relativi all'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento e alla definizione delle condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento per quanto riguarda le attività di registrazione di acquisti e vendite di energia e dei corrispondenti programmi di immissione e prelievo ai fini del dispacciamento nonché la definizione dei corrispettivi di dispacciamento unitari. Viene pertanto soppresso il titolo 3 relativo all'attività di aggregazione misure in quanto integrata nel TIS;
- prevede che, con decorrenza 1° agosto 2009, le disposizioni di cui alla deliberazione ARG/elt 178/08, inerente il trattamento delle immissioni ai fini del dispacciamento, si applichino per

quanto compatibili con le disposizioni di cui al TIS.

#### **Delibera ARG/elt 130/09**

Con tale provvedimento l'Autorità modifica ed integra la deliberazione ARG/elt 99/08 (TICA), in merito alle modalità e condizioni per le comunicazioni di mancato avvio dei lavori di realizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica. In particolare, la delibera, al fine di razionalizzare i flussi informativi relativi alla comunicazione dei ritardi nella realizzazione dell'impianto di produzione:

- elimina la previsione di trasmissione delle comunicazioni nei confronti dell'Autorità;
- estende il periodo di aggiornamento dello stato di avanzamento dell'iter di connessione da 60 a 120 giorni;
- stabilisce che l'Autorità acquisisca periodicamente dai gestori di rete informazioni relative allo stato di avanzamento degli iter di connessione.

#### **Delibera ARG/elt 179/09**

Con tale provvedimento l'Autorità ha definito le misure e i corrispettivi di cui all'articolo 32, comma 6, della legge 23 luglio 2009, n.99, recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia", in particolare, tali misure sono volte a consentire, a partire dalla conclusione del contratto di mandato per la programmazione e progettazione degli interconnector e fino alla loro messa in servizio e comunque per un periodo non superiore ai sei anni, l'esecuzione degli eventuali contratti di approvvigionamento all'estero di energia elettrica per la fornitura ai punti di prelievo dei clienti finali selezionati ex articolo 32, comma 6 della legge 99/09.

Le suddette misure transitorie prevedono l'introduzione di un servizio di importazione virtuale svolto da uno o più soggetti "shipper" individuati annualmente da Terna attraverso delle aste.

#### **Delibera ARG/elt 181/09**

Con tale provvedimento l'Autorità ha positivamente verificato la proposta di modifica dei capitoli 3, 4 e 7 del Codice di Rete e dei relativi allegati, come trasmessa da Terna. Tali documenti sono stati modificati in attuazione di quanto previsto dalla legge 2/2009, dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009 e dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 52/09, nonché al fine di adeguare il Codice di Rete alle mutate condizioni di programmazione e gestione delle indisponibilità di elementi di rete e di impianti di generazione. La documentazione

positivamente verificata dall'Autorità è entrata in vigore a partire dal 1° gennaio 2010, come previsto dal D.M. 29 aprile 2009.

#### **Riforma del mercato elettrico**

*Legge del 28 gennaio 2009, n. 2 di conversione del Decreto Legge 185/09 "Misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 22 del 28 gennaio 2009, supplemento ordinario n. 14.*

*Decreto Ministero dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009 "Indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, come modificato dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2. Impulso all'evoluzione dei mercati a termine organizzati e rafforzamento delle funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici" pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 12 maggio 2009, n. 108.*

In attuazione della legge n.2 del 2009 di conversione del decreto legge 185/08 è stato adottato dal Ministero dello Sviluppo Economico il decreto che detta gli indirizzi per la riforma del mercato elettrico.

Le direttive prevedono in sintesi:

- una nuova regolamentazione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento, la cui operatività decorre a partire dal 1° gennaio 2010 che prevede: a) almeno 3 sessioni nello stesso giorno a cui si riferiscono le offerte; b) la presentazione di offerte differenziate rispetto ai diversi periodi del giorno e strutturate per esprimere una diversa valorizzazione delle risorse a seconda del servizio di bilanciamento o di riserva cui si riferiscono; c) evidenza della ripartizione tra i diversi servizi degli oneri sostenuti nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento.
- l'istituzione di un Mercato infragiornaliero "assimilabile a quella di una negoziazione continua", la cui operatività è prevista dal 31 ottobre 2009; mentre l'integrazione con l'MSD è prevista non prima del 1° gennaio 2011.
- la riforma del prezzo dell'energia nel Mercato del Giorno Prima determinato "in base ai diversi prezzi di vendita offerti sul mercato, in modo vincolante, da ciascun operatore di mercato e accettato dal GME". Detta riforma sarà operativa a partire dal 1° aprile 2012.

#### **Ampliamento ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale**

*Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 27 febbraio 2009 "Ampliamento dell'ambito della rete di trasmissione di energia elettrica", il cui*

comunicato è pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 23 marzo 2009, n. 68 e successiva integrazione con il Decreto ministeriale del 16 novembre 2009.

A seguito dell'acquisizione di una porzione di rete pari a circa 19.000 km ceduta da Enel Distribuzione a Terna, il Ministero dello Sviluppo Economico, in attuazione della normativa vigente, ha aggiornato l'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale per tener conto del nuovo perimetro di rete di proprietà di Terna.

#### **Class - action per i concessionari di pubblico servizio**

La Legge 4 marzo 2009 n. 15 "Delega al Governo finalizzata all'ottimizzazione della produttività del lavoro pubblico e alla efficienza e trasparenza delle pubbliche amministrazioni nonché disposizioni integrative delle funzioni attribuite al Consiglio nazionale dell'economia e del lavoro e alla Corte dei Conti", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 53 del 3 marzo 2009 prevede l'introduzione, con un successivo decreto legislativo, di uno strumento di tutela a favore di utenti e consumatori nei confronti della pubblica amministrazione e dei concessionari di pubblico servizio che vengano meno agli obblighi previsti da carte di servizi e a standard qualitativi ed economici fissati dalle Autorità di settore.

#### **Procedure straordinarie per la Rete elettrica di Trasmissione Nazionale**

Decreto Legge 1 luglio 2009, n. 78 "Provvedimenti anticrisi, nonché proroga di termini e della partecipazione italiana a missioni internazionali", convertito dalla Legge 102 del 3 agosto 2009 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 179 del 4 agosto 2009, e successivo Decreto Legge 3 agosto 2009, n. 103, convertito dalla legge 3 ottobre 2009, n. 141 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 230 del 3 ottobre 2009.

Il Governo ha previsto che le infrastrutture della rete di trasmissione elettrica urgenti per lo sviluppo socio-economico del Paese siano realizzate con mezzi e procedure straordinarie: è prevista la nomina di commissari, con delibera del Consiglio dei Ministri, con il compito di adottare i provvedimenti e gli atti necessari per l'autorizzazione e la realizzazione delle opere definite urgenti. Al Commissario sono attribuiti poteri di deroga alla normativa vigente e di sostituzione degli organi e delle amministrazioni pubbliche che non abbiano rispettato i termini di legge.

In attuazione dei decreti sopra citati, il Consiglio dei Ministri del 26 ottobre 2009 ha approvato atti di nomina di commissari a cui sono affidati compiti di coordinamento e di impulso per alcune opere della rete di trasmissione nazionale.

#### **Legge energia: semplificazioni procedure autorizzative per la Rete elettrica di Trasmissione Nazionale**

Legge 23 luglio 2009, n. 99 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 176 del 31 luglio 2009.

La legge interviene su diversi aspetti di politica energetica, prevedendo, tra l'altro, una delega per il ritorno al nucleare in Italia, con rinvio a successivi provvedimenti per la localizzazione degli impianti e la disciplina del procedimento autorizzatorio.

La legge introduce semplificazioni per la realizzazione di interventi sulla rete elettrica di trasmissione nazionale:

- la Valutazione di Impatto Ambientale è obbligatoria per gli elettrodotti aerei superiori a 100 kV e a 10 km, mentre sono esclusi i cavi in corrente alternata, fino a 40 km, e in corrente continua, senza limiti di tensione;
- un meccanismo per superare il mancato rilascio dell'intesa da parte delle regioni sulle opere di sviluppo della rete, mediante il ricorso ad un comitato interistituzionale;
- l'autorizzazione unica delle linee della rete elettrica nazionale comprende anche gli interventi risolutivi di interferenze e le opere strumentali alla costruzione ed esercizio della rete;
- la sospensione per 3 anni dall'avvio del procedimento autorizzativo di ogni permesso a costruire nelle aree potenzialmente interessate dal progetto di sviluppo;
- sono assicurate procedure amministrative semplificate, con l'applicazione della denuncia di inizio attività, per determinate tipologie di varianti, le cui caratteristiche sono definite dalla legge, apportate al progetto approvato, ma non ancora in realizzazione, o al progetto già in corso d'opera;
- la sostituzione e manutenzione di parti e componenti di linee e stazioni, non è soggetta all'autorizzazione prevista per lo sviluppo;
- l'autorizzazione di nuove centrali superiori a 300 MW comprende nel medesimo atto l'autorizzazione degli interventi di adeguamento della rete necessari all'evacuazione dell'energia prodotta.

A Terna sono affidati alcuni adempimenti, in particolare:

- interconnector: è prevista la realizzazione di nuove interconnessioni con l'estero finanziate da soggetti privati che saranno selezionati da Terna sulla base di procedure di gara organizzate in

attuazione dell'art. 32 della legge e della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (ARG/elt 181/09);

- esenzione per i clienti, con potenza interrompibile pari o superiore a 40 MW, dal pagamento di alcune partite relative agli oneri di dispacciamento (articoli 44, 45, 48 e 73 della Delibera 111/06).

*Legge 18 giugno 2009, n. 69 "Disposizioni per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività nonché in materia di processo civile", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale del 19 giugno 2009, n. 140.*

La legge assicura ai concessionari di pubblico servizio, tra cui Terna, la convocazione e partecipazione alle procedure autorizzatorie delle opere di soggetti terzi che abbiano, anche solo potenziali ricadute sulle infrastrutture della rete elettrica di trasmissione nazionale o impatto sulle attività di Terna. In tal modo viene garantito ai concessionari la possibilità di rappresentare nelle sedi opportune le proprie istanze ed esigenze.

Con la legge è stata inoltre conferita al Governo una delega, da esercitarsi entro il 30 giugno del 2010, per l'introduzione, su iniziativa del Ministero dell'Ambiente, di modifiche al D. Lgs. n.152/06 (Codice Ambiente) che regola le procedure di valutazione di impatto ambientale dei progetti e di valutazione ambientale strategica del Piano di sviluppo.

#### **Quadro normativo sulla protezione dai campi elettrici e magnetici**

Tra i provvedimenti rilevanti di recente emanazione si segnala l'avanzamento del quadro normativo inerente la Legge n.36 del 22 febbraio 2001 "Legge quadro sulla esposizioni ai campi elettromagnetici":

- decreto del Ministero dell'Ambiente 29 maggio 2008 (Gazzetta Ufficiale n. 160 del 5 luglio 2008) sulla metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti;
- decreto del Ministero dell'Ambiente del 29 maggio 2008 (Gazzetta Ufficiale n. 153 del 2 luglio 2008) sulle procedure di misura e valutazione per la determinazione del valore di induzione magnetica utile ai fini della verifica del non superamento del valore di attenzione (10  $\mu$ T) e dell'obiettivo di qualità (3  $\mu$ T).

#### **Metodologia di calcolo per la definizione delle fasce di rispetto**

Il riferimento normativo costituito dal DPCM 8 luglio 2003 (uno dei due decreti attuativi della Legge 22 febbraio 2001, n. 36) dispone che, per la protezione da possibili effetti a lungo termine, non

deve essere superato il valore di attenzione di 10  $\mu$ T (art. 3, secondo comma) da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore giornaliere nelle normali condizioni di esercizio, mentre nella progettazione di nuovi elettrodotti, l'obiettivo di qualità di 3  $\mu$ T (art. 4) da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore giornaliere nelle normali condizioni di esercizio.

Per quanto riguarda l'ampiezza delle fasce di rispetto in prossimità degli elettrodotti il citato DPCM 8 luglio 2003, all'art. 6, stabilisce che "...l'APAT, sentite le ARPA, definirà la metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto con l'approvazione del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio...". Lo stesso articolo del citato DPCM stabilisce altresì che "i gestori provvedono a comunicare i dati per il calcolo e l'ampiezza delle fasce di rispetto ai fini delle verifiche delle autorità".

E' stato adottato il decreto da parte del Ministero dell'Ambiente 29 maggio 2008 (Gazzetta Ufficiale n.160 del 5 luglio 2008) sulla metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti.

In sintesi il decreto prevede che il calcolo delle fasce di rispetto (porzioni di territorio all'interno delle quali non è possibile la realizzazione di nuove costruzioni) avvenga sulla base della portata in corrente in servizio normale ai sensi della norma CEI 11-60 e dell'obiettivo di qualità.

Terna dovrà fornire ai Comuni l'ampiezza delle fasce di rispetto e i dati per il calcolo delle stesse (art. 6).

#### **1.1.2 Provvedimenti in corso di predisposizione**

Tra i provvedimenti rilevanti dei quali si attende l'adozione si segnalano:

- il Governo è stato delegato ad adottare provvedimenti volti a disciplinare l'installazione di impianti nucleari sul territorio nazionale. In particolare si tratta di decreti, che dovranno essere adottati entro il 15 febbraio 2010, per definire criteri localizzativi per individuare le aree e i siti idonei ed una procedura autorizzativa che assicura tempi certi per le nuove iniziative produttive.
- Il Governo ha approvato in via preliminare lo schema di decreto legislativo, in attuazione della delega recata dalla legge n. 15 del 2009, che istituisce l'azione del ricorso collettivo nei confronti della pubblica amministrazione e dei concessionari pubblici. Il testo dello schema di decreto prevede che siano legittimati ad agire i soggetti titolari di interessi giuridicamente rilevanti ed omogenei per una pluralità di utenti e consumatori" e le associazioni o comitati per conto dei propri iscritti, che lamentino una

"lesione diretta, attuale e concreta di interessi", provocate da violazioni da parte di concessionari pubblici degli obblighi contenuti nelle carte di servizi, dei termini previsti dalla legge per l'adozione di atti, degli standard qualitativi ed economici fissati dalle Autorità di settore. Il giudizio, in caso di soccombenza del concessionario, si conclude con una sentenza di accertamento e l'ordine di porre rimedio alle violazioni perpetrate.

### **Completamento del quadro normativo sulla protezione dai campi elettrici e magnetici**

Il quadro normativo previsto dalla Legge 22 febbraio 2001, n. 36 ("Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici"), sarà completato con l'emanazione del DPCM sui criteri di predisposizione del Piano di risanamento, così come dispone l'art. 4, comma 4 della stessa Legge.

Al riguardo, un ulteriore contributo interpretativo soprattutto di tipo procedurale, è stato fornito nel corso del 2004 dalla citata Legge n. 239, sul "Riordino del settore energetico, nonché deleghe al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia". Tale provvedimento, in particolare per quanto riguarda la presentazione da parte dei gestori di rete dei Piani di Risanamento degli elettrodotti, precisa che il termine di un anno (stabilito dalla Legge n. 36/2001) decorre dall'emanazione del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri che dovrà fissare i criteri per la predisposizione di tali Piani, cioè dall'effettivo completamento del quadro normativo.

Il DPCM sui criteri di predisposizione del Piano di risanamento individuerà le priorità d'intervento, i tempi di attuazione e le modalità di coordinamento degli interventi riguardanti più Regioni, con riferimento alle migliori tecnologie disponibili in relazione alle implicazioni di carattere economico e sanitario.

Solo a valle della emanazione del DPCM, come pure precisato dalla Legge n.239/2004 (art.1 comma 28), i gestori saranno in condizione di predisporre i piani di risanamento degli elettrodotti, in conformità ai criteri esplicitati nel decreto medesimo.

#### **1.1.3 Il processo di pianificazione integrata**

La direttiva 2001/42/CE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente, nota anche come "direttiva VAS" (Valutazione Ambientale Strategica), estende l'obbligo di valutazione ambientale ai processi di pianificazione e programmazione, in precedenza limitato alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) dei singoli progetti con potenziali impatti ambientali.

La procedura di valutazione ambientale strategica al Piano di Sviluppo prevede:

- la fase "preliminare" introdotta dal D.Lgs. 152/06 e successive modifiche con la definizione di un Rapporto Preliminare finalizzato a determinare la portata e il livello di dettaglio delle informazioni da includere nel Rapporto Ambientale (novanta giorni);
- la "fase di consultazione pubblica" della durata di 60 giorni, con deposito del Rapporto Ambientale, della Sintesi non tecnica e della proposta di Piano presso province e regioni interessate ed invio alle autorità ambientali e paesaggistiche;
- "l'attività istruttoria" presso il Ministero dell'Ambiente che ha 90 giorni per esprimere un parere motivato sul Piano di Sviluppo e sul Rapporto Ambientale, di concerto con il Ministero dei Beni culturali.

Con il completamento della fase istruttoria, viene rimandato al Ministero dello Sviluppo Economico (organo competente) il compito di procedere con l'approvazione del Piano così come da Concessione del 20 aprile 2005 e illustrazione, attraverso una Dichiarazione di Sintesi, del modo in cui le considerazioni ambientali sono state integrate nel Piano e nel Rapporto Ambientale.

Per ulteriori dettagli e maggiori approfondimenti relativi alle "Procedure per la valutazione ambientale strategica" (VAS), si rimanda al Rapporto Ambientale.

#### **1.1.4 Modifiche dell'ambito della RTN**

Il MAP (oggi MSE) con il Decreto del 23 dicembre 2002, ha inteso estendere la possibilità di ampliare l'ambito della rete di trasmissione nazionale non solo con elementi di rete conseguenza diretta di interventi di sviluppo della Rete stessa, ma anche con elementi di rete non facenti parte della RTN come ad esempio elementi di rete di distribuzione, reti RFI, impianti in alta tensione di proprietà di produttori, utenti, e così via.

Nel Codice di Rete<sup>2</sup>, in conformità con quanto previsto dall'art. 2 del decreto, si chiarisce che "il Gestore definisce e inserisce eventuali future proposte di acquisizione di elementi di rete esistenti nel Piano di Sviluppo [...]".

#### **Predisposizione della proposta di ampliamento della RTN**

La procedura operativa per l'ampliamento dell'ambito RTN, descritta nel Codice di Rete, prevede che le proposte di ampliamento,

<sup>2</sup> Codice di Rete, Cap. 2, paragrafo 2.7 "Aggiornamento dell'ambito della RTN".

preventivamente concordate da Terna con i soggetti proprietari e/o aventi la disponibilità dei beni coinvolti, vengano riportate nel PdS e inviate al MSE, per la verifica di conformità, attraverso l'approvazione del Piano.

### **Criteri per l'acquisizione di elementi di rete nell'ambito RTN**

I criteri generali utilizzati nella scelta degli elementi di rete da proporre per l'acquisizione sono quelli di seguito delineati.

Gli elementi di rete da inserire nell'ambito sono stati determinati in modo da migliorare le attività di gestione, esercizio e manutenzione, o situazioni che possano creare ostacoli o lentezze nello sviluppo della rete in AT.

Si è cercato pertanto, attraverso le attribuzioni di ambito, di risolvere quelle situazioni in cui ad esempio un intervento di sviluppo misto (che coinvolge cioè la rete di trasmissione e una o più reti di distribuzione) porti a una commistione di proprietà e di competenza.

### **Collegamento a lavori di sviluppo della RTN**

Gli elementi oggetto di proposta sono di norma correlati a interventi di sviluppo che scaturiscano da esigenze coordinate e concordate tra Terna e altri gestori; come accennato queste proposte di acquisizione sono individuate al fine di evitare che sovrapposizioni di competenze tra diversi gestori di rete, possano provocare impedimenti o ritardi nell'autorizzazione e realizzazione di interventi di sviluppo o difficoltà di gestione della rete in seguito all'entrata in servizio delle opere previste.

In tal modo si cerca di superare le difficoltà che si sono già incontrate nella gestione dello sviluppo coordinato delle reti interoperanti con la RTN, favorendo un accordo tra le parti che individui una soluzione di comune soddisfacimento, per favorire il migliore funzionamento del sistema elettrico.

### **Mantenimento o ripristino di direttrici di trasmissione**

La scelta degli elementi di rete da acquisire nell'ambito della RTN sarà effettuata anche in modo da mantenere le direttrici di trasmissione, e/o ripristinarle all'occorrenza, qualora dei lavori sulle reti ne abbiano compromesso l'integrità o la continuità.

#### **1.1.5 Proposte di acquisizione nella RTN di elementi di rete esistenti**

In data 22 dicembre 2009, Terna ha sottoscritto un accordo con a2a per l'acquisizione di 108 chilometri di linee esercite a 132 kV e degli stalli afferenti a tali linee situati presso 22 cabine primarie. Ad oggi si è in attesa, con il parere favorevole dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, che il Ministro dello Sviluppo Economico, emetta il decreto per ratificare l'inserimento degli impianti nell'ambito della Rete di Trasmissione Nazionale.

L'acquisizione consentirà a Terna di ottenere significativi benefici per il sistema elettrico nazionale in termini di sviluppo della rete AT e una maggiore efficienza della gestione della rete stessa.

Terna altresì sta valutando la possibilità di allargare l'ambito della rete nazionale a porzioni di rete AT non facenti parte della RTN per sfruttare le sinergie con la rete di trasmissione.

La successiva modifica dell'ambito della RTN, con inclusione degli elementi di rete proposti nella Tabella 1 potrà avvenire in seguito al conferimento a Terna degli asset in questione da parte dei soggetti che ne hanno attualmente la disponibilità, fermo restando che la remunerazione corrisposta ai Titolari per gli elementi di rete che saranno inclusi nell'ambito della RTN, sarà conforme alla normativa vigente.

*Tabella 1 - Elementi di rete esistenti da acquisire nell'ambito della RTN*

Tipologia	Impianto	Società	Tensione	Regione
Stazione Elettrica	<b>Rio Pusteria</b>	Enel P.	132 kV	Trentino Alto Adige
	<b>Tarvisio</b>	Enel D.	132 kV	Friuli Venezia Giulia
	<b>Italcementi Matera</b>	Italgen	150 kV	Basilicata



## 2 Il processo di pianificazione della rete elettrica

Lo sviluppo del sistema di trasmissione nasce dall'esigenza di superare le problematiche riscontrate nel funzionamento della RTN e di prevenire le criticità future correlate all'aumento delle potenze trasportate sulla rete, dovute alla crescita della domanda di energia elettrica e all'evoluzione del parco di generazione.

La pianificazione dello sviluppo della RTN ha la finalità di individuare gli interventi da realizzare per rinforzare il sistema di trasporto dell'energia elettrica, in modo da garantire gli standard di sicurezza ed efficienza richiesti al servizio di trasmissione.

Il punto di partenza è rappresentato dagli obiettivi di sicurezza, imparzialità ed economicità del servizio di trasmissione, che determinano le esigenze di sviluppo della rete, nel rispetto dei vincoli ambientali.

L'analisi dei dati e le informazioni sui principali parametri fisici ed economici che caratterizzano lo stato attuale e l'evoluzione prevista del sistema elettrico nazionale (cfr. paragrafi 2.2, 2.3 e 2.4), sono indispensabili per individuare le modifiche strutturali che è necessario apportare al sistema di trasmissione affinché esso possa svolgere nel modo ottimale la sua funzione, che consiste nel garantire il trasporto in condizioni di sicurezza ed economicità delle potenze prodotte dai poli di produzione esistenti e previsti in futuro verso i centri di distribuzione e di carico. A queste si uniscono gli obiettivi promossi in ambito Europeo che trovano espressione nella "Pianificazione coordinata fra Gestori di Rete Europea (ENTSO-E)" (cfr. paragrafo 1).

La selezione e l'importanza delle informazioni da esaminare è basata inoltre sugli obiettivi del processo di sviluppo della rete di trasmissione, definiti dalla legislazione e dalla normativa di settore e descritti in sintesi nel successivo paragrafo 2.1.

Tenendo conto di tali informazioni, si effettuano specifiche analisi e simulazioni del funzionamento della rete negli scenari futuri ritenuti più probabili e, sulla base dei risultati di queste valutazioni, si identificano le criticità del sistema di trasmissione e le relative esigenze di sviluppo (cfr. paragrafo 2.5).

Le soluzioni funzionali a rispondere ai problemi di esercizio della rete sono individuate nella fase di vera e propria pianificazione dello sviluppo della RTN in cui, attraverso l'esame delle diverse ipotesi d'intervento, si scelgono le alternative maggiormente efficaci e si programmano i relativi interventi (cfr. capitolo 4).

### 2.1 Obiettivi e criteri del processo di pianificazione

La pianificazione dello sviluppo della RTN è orientata al raggiungimento degli obiettivi legati alle esigenze di adeguatezza del sistema elettrico per la copertura del fabbisogno nazionale attraverso un'efficiente utilizzazione della capacità di generazione disponibile, al rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio, all'incremento della affidabilità ed economicità della rete di trasmissione, al miglioramento della qualità e continuità del servizio.

In base a quanto previsto dal "Disciplinare di Concessione" (D.M. del 20 aprile 2005), Terna, in qualità di Concessionaria delle attività di trasmissione e dispacciamento, persegue i seguenti obiettivi:

- assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo;
- deliberare gli interventi volti a garantire l'efficienza e lo sviluppo del sistema di trasmissione dell'energia elettrica nel territorio nazionale e realizzare gli interventi di propria competenza;
- garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento per consentire l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori;
- concorrere alla promozione, nell'ambito delle proprie competenze e responsabilità, della tutela dell'ambiente e della sicurezza degli impianti.

In particolare, in merito allo sviluppo della rete, la Concessione prevede che Terna definisca le linee di sviluppo della RTN essenzialmente sulla base della necessità di:

- garantire la copertura della domanda prevista nell'orizzonte di piano;
- garantire la sicurezza di esercizio della rete;
- potenziare la capacità di interconnessione con l'estero;
- ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali;
- soddisfare le richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto.

La necessità di assicurare l'equilibrio tra la domanda e l'offerta in un contesto liberalizzato garantendo gli standard di sicurezza previsti, richiede, nel medio e nel lungo periodo, l'adeguamento della rete di trasmissione alle continue variazioni dell'entità e della localizzazione dei prelievi e delle immissioni di potenza.

Lo sviluppo dell'interconnessione fra reti di Paesi confinanti rende possibile l'incremento del volume degli approvvigionamenti di energia a prezzi maggiormente competitivi rispetto alla produzione nazionale, consente di disporre di una riserva di potenza aggiuntiva e garantisce maggiore concorrenza sui mercati dell'energia.

La riduzione delle congestioni di rete, sia tra aree di mercato sia a livello locale, migliora lo sfruttamento delle risorse di generazione per coprire meglio il fabbisogno e per aumentare l'impiego di impianti più competitivi, con impatti positivi sulla concorrenza.

I criteri e gli obiettivi di pianificazione sono delineati anche nel Codice di Rete<sup>3</sup>, dove si prevede che Terna, nell'attività di sviluppo della RTN persegue l'obiettivo "...della sicurezza, dell'affidabilità, dell'efficienza, della continuità degli approvvigionamenti di energia elettrica e del minor costo del servizio di trasmissione e degli approvvigionamenti. Tale obiettivo è perseguito anche attraverso un'adeguata azione di pianificazione degli interventi di sviluppo della RTN, volta all'ottenimento di un appropriato livello di qualità del servizio di trasmissione e alla riduzione delle possibili congestioni di rete, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici".

Infine, come sancito dalla Direttiva del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) del 21 gennaio 2000, nella determinazione dei possibili interventi di sviluppo, viene posta la massima attenzione alle esigenze di miglioramento del servizio nel Mezzogiorno e nelle altre zone in cui il sistema di trasporto dell'energia elettrica è caratterizzato da minore efficienza in termini di continuità e affidabilità, anche in quanto in tali aree il rinforzo della rete elettrica di trasmissione può risultare determinante per lo sviluppo del tessuto socio-economico.

### 2.1.1 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione

I dati e le informazioni alla base del processo di pianificazione della RTN sono riconducibili a tre fondamentali aspetti del funzionamento del sistema elettrico: la produzione<sup>4</sup>, il consumo<sup>5</sup> di energia elettrica e lo stato della rete<sup>6</sup>. Essi comprendono:

<sup>3</sup> Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, di cui al D.P.C.M. 11 maggio 2004.

<sup>4</sup> Con la liberalizzazione del settore della produzione di energia elettrica la determinazione della taglia e dell'ubicazione dei nuovi impianti di generazione non scaturisce più da un processo di pianificazione integrato, in quanto la libera iniziativa dei produttori rende di fatto le proposte di nuove centrali elettriche un vero e proprio input al processo di pianificazione della RTN.

- a. dati e informazioni desumibili dall'analisi dell'attuale situazione di rete e di mercato, quali:
  - o le statistiche relative ai rischi di sovraccarico (in condizioni di rete integra e in N-1) sul sistema di trasporto, che consentono di individuare gli elementi di rete critici dal punto di vista della sicurezza di esercizio;
  - o i dati sui valori di tensione diurni e notturni, utili per evidenziare le aree di rete soggette a necessità di miglioramento dei profili di tensione;
  - o le statistiche di disalimentazione e quelle che descrivono i rischi di sovraccarico su porzioni di rete di trasmissione e/o di distribuzione interessate da livelli non ottimali di qualità del servizio, determinati dall'attuale struttura di rete;
  - o i segnali derivanti dal funzionamento del mercato elettrico del giorno prima (prezzi zonal, frequenza e rendita di congestione sulle sezioni inter-zonali e alle frontiere ecc.), e del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (congestioni intrazonali, approvvigionamento di risorse per il dispacciamento, utilizzo di unità di produzione essenziali ai fini della sicurezza, ecc.).
- b. previsioni sull'evoluzione futura del sistema elettrico, quali:
  - o i dati sulla crescita della domanda di energia elettrica;
  - o lo sviluppo atteso e l'evoluzione tecnologica del parco produttivo (ri-potenziamenti di impianti esistenti e realizzazione di nuove centrali);
  - o l'evoluzione dei differenziali di prezzo e del surplus di capacità disponibile per

<sup>5</sup> Come meglio specificato in seguito, stabilito un intervallo temporale di riferimento (ad esempio il prossimo decennio) attraverso analisi statistiche sui prelievi storici di energia e considerazioni di carattere socio-economico, si formula un'ipotesi di fabbisogno futuro di potenza ed energia elettrica sul quale, tra l'altro, modellare lo sviluppo della rete.

<sup>6</sup> Partendo dall'esame degli assetti di esercizio delle reti in alta ed altissima tensione si valuta lo stato degli impianti tenendo conto dei seguenti parametri: impegno degli stessi in rapporto ai limiti di funzionamento in sicurezza; affidabilità in rapporto alle esigenze di qualità e continuità del servizio, considerando anche l'evoluzione degli standard tecnologici e la vetustà degli asset in questione; vincoli di esercizio e manutenzione, nonché vincoli operativi legati alla presenza di elementi di impianto di proprietà e/o gestiti da terzi; eventuali limitazioni dovute all'evoluzione del contesto socio-ambientale e territoriale e in cui gli stessi ricadono.

- l'importazione alle frontiere nell'orizzonte di medio e lungo periodo;
- le richieste di interconnessione con l'estero attraverso linee private;
- le connessioni di utenti e di impianti di distribuzione alla RTN;
- gli interventi di sviluppo programmati dai gestori delle reti di distribuzione e di altre reti con obbligo di connessione di terzi interoperanti con la RTN, nonché tutti i dati utilizzati per la pianificazione dello sviluppo;
- le richieste di interventi di sviluppo su impianti della RTN formulate dagli operatori;
- le esigenze di razionalizzazione degli impianti di rete per la pianificazione territoriale e il miglioramento ambientale.

Le informazioni relative al punto a. (descritte nei paragrafi 2.2 e 2.3) sono particolarmente utili per evidenziare le motivazioni concrete alla base delle esigenze di sviluppo della RTN e l'urgenza di realizzare gli interventi programmati. I dati del punto b. (esaminati nel paragrafo 2.4) sono invece indispensabili per delineare gli scenari previsionali di rete e di sistema, in riferimento ai quali sono verificate e pesate le problematiche future e sono identificate nuove esigenze di sviluppo della RTN.

La combinazione dello stato attuale della rete con gli scenari previsionali consente di identificare le esigenze prioritarie di sviluppo della rete che è necessario soddisfare al fine di evitare che i problemi rilevati possano degenerare in gravi disservizi e quantificare i rischi associati alle eventuali difficoltà o ritardi nell'attuazione degli interventi programmati.

## 2.2 Attuali criticità di esercizio della rete

Il processo di pianificazione delle esigenze di sviluppo della RTN prevede l'esame delle problematiche che già attualmente caratterizzano l'esercizio della rete. L'evoluzione nel corso del 2009 dello stato del sistema elettrico in Italia conferma in gran parte i trend già alla base dei precedenti Piani di Sviluppo:

- si confermano le congestioni sulla sezione di rete tra zone Nord e Centro Nord e tra Sud e Calabria;
- l'area Centrale e Meridionale del Paese e le Isole si confermano le zone più critiche dal punto di vista della maggiore onerosità dei servizi di dispacciamento;
- permangono sovraccarichi nella rete primaria nel Triveneto, mentre aumentano al Sud con l'ingresso dei nuovi impianti a ciclo combinato che competono ai tre poli limitati di Rossano, Brindisi e Foggia;

- si conferma il differenziale elevato di prezzo tra Italia ed estero; nei periodi di basso carico per ragioni di sicurezza si determinano valori di transiti sull'interconnessione della frontiera Nord nettamente inferiori alla NTC;
- l'analisi dei profili di tensione nelle stazioni elettriche connesse sulla rete primaria evidenzia mediamente un incremento del profilo di tensione rispetto ai valori del 2008 essenzialmente dovuto al ridotto fabbisogno a seguito della crisi.

Si fa inoltre presente che per la rete TELAT i valori limite di portata sono stati calcolati, a suo tempo, secondo la norma CEI 11-60, tenendo conto delle caratteristiche del servizio di distribuzione che tale asset era chiamato a svolgere, con una riduzione dei limiti precedentemente adottati nell'esercizio della rete. Ciò ha comportato una revisione degli assetti di esercizio sulla rete AT al fine di riportare i transiti in condizioni di rete integra sotto i limiti: in alcune zone di rete, tra le quali l'area del triveneto, è stato necessario esercire numerose cabine primarie in antenna, riducendo i margini di sicurezza del sistema elettrico.

A causa della nuova funzione di trasporto e dello sviluppo del parco di generazione nazionale, in assenza dei rinforzi di rete previsti si riducono i margini di sicurezza per il corretto esercizio del sistema elettrico ed il livello di adeguatezza, esponendo il sistema al rischio di mancata copertura del fabbisogno.

Nei paragrafi seguenti si esaminano i dati relativi alla presenza di vincoli o limiti strutturali della rete che rischiano di condizionare negativamente la sicurezza, la qualità e la continuità del servizio di trasmissione.

### 2.2.1 Sicurezza di esercizio della rete

Nella Figura 1 è riportata la distribuzione territoriale dei rischi di sovraccarico sulla rete di trasporto primaria (rete a 380 e 220 kV), con una mappa qualitativa delle zone geografiche nelle quali sono più alte le probabilità che si verifichino sovraccarichi in condizioni di sicurezza N-1, ossia dovuti al fuori servizio di un qualsiasi elemento di rete.

I dati in esame sono il risultato di simulazioni di rete effettuate ogni quarto d'ora in tempo reale relativamente ai mesi compresi tra luglio 2008 e giugno 2009.

Simulazioni di rete: lug-08 / giu-09  
 % sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee  
 % sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR

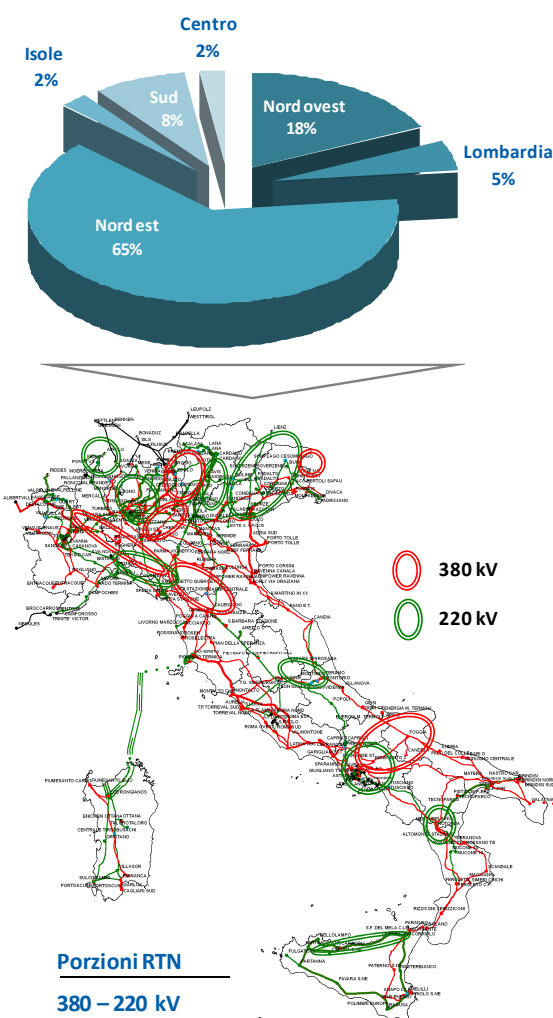


Figura 1 - Aree a maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 380-220 kV

Dall'analisi delle simulazioni effettuate, è stato possibile rilevare che mediamente il campione esaminato presenta per ciascuna simulazione di rete alcuni eventi con rischio di sovraccarico su rete primaria. Ciascuno di questi eventi è caratterizzato dalla presenza di almeno un elemento di rete (linea o ATR) con un sovraccarico di corrente (superiore al 20% per le linee e 10% per gli ATR del valore massimo di normale esercizio). La gran parte degli elementi a rischio di sovraccarico è costituita da impianti a 220 kV.

Nell'area di rete del Nord-Est del Paese, in particolare in Veneto e Friuli Venezia Giulia, sono localizzati il 65% degli eventi. Tale porzione di rete è caratterizzata da una capacità di trasporto non adeguata al transito delle potenze in importazione dalla frontiera austriaca e slovena a cui si aggiunge la produzione dei locali poli di generazione. L'evoluzione del sistema elettrico, lo sviluppo e l'adeguamento del parco di generazione in Europa e la graduale interconnessione del sistema elettrico

nazionale con quelli dei Paesi dell'Est Europa, sta producendo una distribuzione dei transiti sulla frontiera Nord del nostro Paese determinando un progressivo aumento dei flussi di energia provenienti dal Nord Est.

In particolare nel 2009 si è manifestato uno spostamento dei flussi di potenza caratterizzati da un incremento dell'import dalla frontiera Slovena ed una contemporanea diminuzione sulla frontiera svizzera e francese (vedi 2.5.3).

Nell'area di Milano si concentra circa il 5% dei rischi di sovraccarico su rete primaria principalmente a causa della limitata capacità di trasporto della rete che alimenta la città capoluogo. Si riscontra la presenza di forti transiti di potenza dal Piemonte, in particolare sulle linee "La Casella - S. Rocco" e "S. Rocco - Caorso" e sulla linea "Nave-S.Fiorano".

Nell'area Nord-Ovest si concentrano il 18% dei sovraccarichi a causa dei fenomeni di trasporto dal Piemonte verso la Lombardia, che in caso di indisponibilità di elementi di rete primaria rischiano di sovraccaricare soprattutto le direttrici a 220 kV tra Torino e Milano. In aggiunta, sono presenti problemi sulle direttrici che trasportano dal nord del Piemonte la potenza importata dalla Svizzera e la produzione idroelettrica locale e difficoltà legate alle debolezze strutturali della rete nella zona di Torino. In Liguria risultano in alcuni casi al limite di sicurezza le linee interessate dal trasporto delle potenze provenienti dal Piemonte e dalla Lombardia verso l'area di La Spezia e Parma.

Nell'area di Firenze si riscontrano sovraccarichi delle linee a 380 e 220 kV interessate dal transito dell'energia tra le sezioni Nord-Centro Nord.

Nell'area sud si concentrano l'8% dei sovraccarichi; in particolare sulla rete della Campania sono di significativa importanza, considerato che la rete primaria (in particolare al livello di tensione 220 kV) contribuisce ad alimentare direttamente i carichi di Salerno, Napoli e Caserta. Tali problemi si concentrano principalmente nell'area compresa tra Montecorvino (SA) e S. Sofia (CE), la cui rete a 380 e 220 kV è chiamata a trasportare gli elevati flussi di potenza dai poli di produzione della Calabria e della Puglia verso le aree di carico di Napoli e Caserta.

Nell'area della Calabria i possibili sovraccarichi riguardano la rete 220 kV nell'area di Laino, chiamata a trasportare la produzione delle centrali dell'area in caso di perdita della linea a 380 kV "Laino - Montecorvino".

In merito alle problematiche di rete evidenziate, si osserva che i fenomeni di trasporto riscontrati nelle simulazioni sulla rete primaria risultano ridotti, rispetto a quelli che teoricamente potrebbero verificarsi, dall'effetto del mercato dell'energia, che

produce anche segnali economici dell'effettiva consistenza delle congestioni. Le simulazioni effettuate considerano infatti i valori delle produzioni in esito al mercato, dove sono fissati ex ante i limiti di scambio tra zone di rete congestionate e i vincoli di esercizio dei gruppi di produzione.

Terzo mercoledì Lug-08/Dic-2008, % Contingenze in N-1 su totale\*  
 Simulazioni di rete:  
 % sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee  
 % sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR

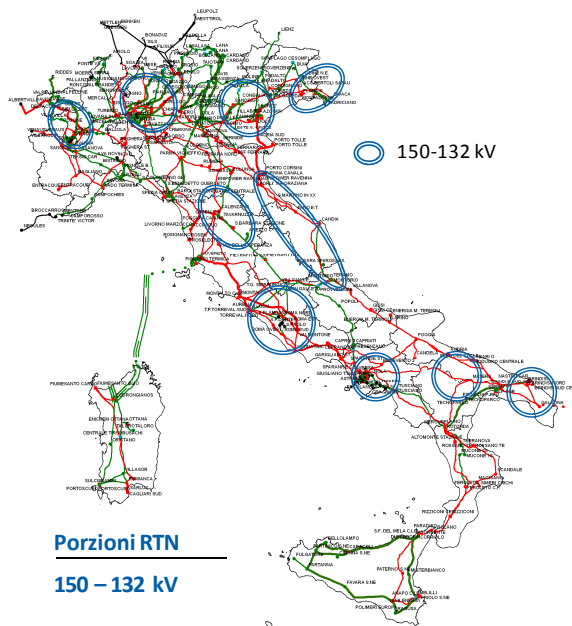
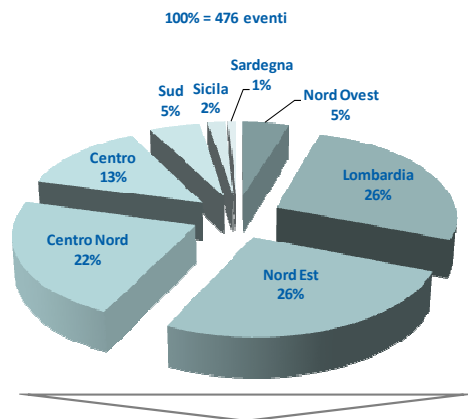


Figura 2 - Aree di maggiore criticità per la sicurezza su rete secondaria<sup>7</sup>

Nella Figura 2 sono illustrate le porzioni di rete a 150-132 kV che presentano i maggiori rischi di sovraccarico in condizioni di sicurezza N-1, ossia in caso di fuori servizio di un qualsiasi elemento della rete primaria o secondaria. I dati riportati nella figura sono il risultato di simulazioni di load flow riferite sia alla situazione di picco invernale che di picco estiva.

<sup>7</sup> Simulazioni di rete condotte nel terzo mercoledì dei mesi luglio 2008 e dicembre 2008 alle ore 11.00 (non includono effetto telescati su import e poli limitati).

In particolare le simulazioni si riferiscono al terzo mercoledì di luglio e dicembre 2008 alle 11.00 del mattino e non tengono conto degli effetti dei telescati su import e poli di produzione limitata.

Si osserva che le aree maggiormente critiche si concentrano in prossimità delle principali reti metropolitane di Firenze, Torino e Milano, Roma e Napoli dove la densità dei consumi è maggiore, nelle aree dove normalmente la rete secondaria a 150-132 kV ha anche la funzione di trasporto, in particolare in condizioni N-1.

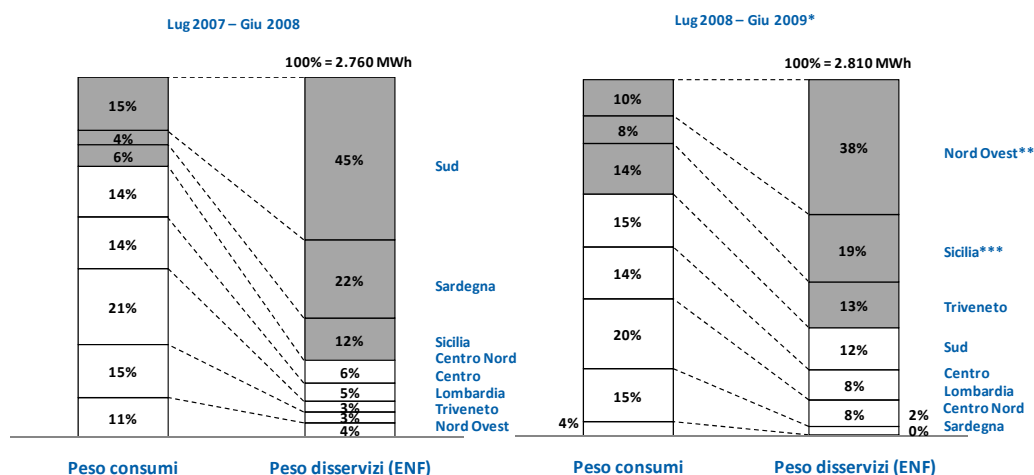
I problemi di rete evidenziati sono dovuti ad un'insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti e/o a una capacità di trasformazione non adeguata nelle stazioni AAT/AT. Tali criticità, soprattutto quelle che riguardano impianti della RTN, sono espresse in dettaglio nell'Allegato del presente PdS e nei precedenti Piani di Sviluppo, che descrivono le soluzioni di sviluppo programmate (in particolare nuove stazioni AAT/AT e potenziamento degli impianti esistenti) in risposta ai problemi di rete riscontrati già oggi e previsti in futuro.

## 2.2.2 Continuità di alimentazione della rete

La continuità del servizio è associata principalmente alla capacità di un sistema di garantire il trasporto delle potenze prodotte dagli impianti di generazione verso gli impianti di prelievo, destinati ad alimentare le utenze. La gran parte degli impianti di prelievo, essenzialmente cabine primarie di distribuzione, è inserita sulla rete in AT (c.d. rete secondaria), da cui dipende quindi direttamente l'affidabilità dell'alimentazione di questi impianti.

L'analisi delle cause dei disservizi che generano disalimentazioni costituisce un elemento primario per identificare le porzioni di rete più critiche in termini di necessità di sviluppo.

Nella Figura 3 sono evidenziate le aree che nell'ultimo anno hanno registrato livelli di continuità del servizio di alimentazione elettrica peggiori correlate ai relativi tassi di domanda.



\*Fabbisogno periodo 324 TWh.

\*\*Tra novembre e dicembre 2008 si sono registrati numerosi disservizi dovuti alle forti nevicate nell'area.

\*\*\*il giorno 28/11/2008 scattava la linea 150 kV "Ravanusa-S.Cono" che causava la disalimentazione della CP Ravanusa con un'ENF di 98,26 MWh.

Figura 3 - Continuità del servizio di alimentazione

Oltre il 70% dell'energia non fornita (ENF) per disservizi riguarda le regioni del Nord e la Sicilia. Nelle regioni del Nord i disservizi sono prevalentemente concentrati nei mesi di novembre e dicembre 2008 causati dal meteo avverso<sup>8</sup>. Causa dei disservizi è da imputare anche ad elementi di rete (non solo di trasmissione) in condizioni non sempre ottimali (impianti vetusti e scarsamente affidabili), a ridotti livelli di magliatura della rete ed a capacità di trasformazione e trasporto insufficienti in determinate situazioni di carico.

### 2.2.3 Qualità della tensione sulla rete

In ciascun nodo di una rete elettrica si verificano variazioni lente di tensione legate alle modifiche periodiche del carico<sup>9</sup> e della potenza generata dalle centrali<sup>10</sup>, in relazione alle disponibilità di energia primaria e alle strategie ottimali di utilizzazione.

Inoltre, il fuori servizio temporaneo di linee e/o trasformatori e il sovraccarico di altri componenti di rete che ne consegue, contribuiscono a far variare, in genere in diminuzione, la tensione ai nodi nelle rispettive zone di influenza.

Il livello di tensione è importante per la qualità del servizio, proprio per questo Terna, con periodicità annuale, esegue delle analisi statistiche sui valori

della tensione nei nodi della rete primaria di trasmissione. Queste analisi mostrano che negli ultimi quattro anni, le tensioni si sono mantenute nell'intervallo di circa  $\pm 5\%$  attorno al valore di esercizio di 400 kV.

Per l'anno 2009 si è osservata per le stazioni a 400 kV una deviazione standard dei valori intorno alla media di circa 4,9 kV. La generale costanza della tensione deve interpretarsi come un indice indiretto di una buona qualità del servizio elettrico, benché si noti un generale aumento dei valori massimi di tensione talvolta anche superiori ai limiti previsti nel Codice di Rete<sup>11</sup>.

La Figura 4 riporta il range di variazione del livello di tensione dei nodi a 400 kV della RTN<sup>12</sup>, nel periodo 1998-2009.

Dall'analisi risulta che nei primi anni si sono verificati dei temporanei stati di esercizio in cui le tensioni hanno raggiunto valori del 9% maggiori o minori del valore di riferimento di 400 kV, rispettivamente in condizioni di minimo e massimo fabbisogno. Tuttavia, a partire dal 2004, con azioni correttive di ri-dispacciamento delle produzioni o di variazione degli assetti della rete, il livello di tensione è stato controllato sempre più efficacemente.

<sup>8</sup> Queste ultime riconosciute come calamità naturali ai sensi del decreto del Consiglio dei Ministri del 18 dicembre 2008 "Dichiarazione dello stato di emergenza in ordine agli eccezionali eventi meteorologici che hanno colpito tutto il territorio nazionale nei mesi di novembre e dicembre 2008" ovvero delle dichiarazioni delle Protezioni Civili regionali e Provinciali di competenza.

<sup>9</sup> Tra le ore diurne e notturne (cicli giornalieri), i giorni feriali e festivi (cicli settimanali), i mesi estivi e invernali.

<sup>10</sup> Giornaliera, settimanale, stagionale.

<sup>11</sup> Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, cap. 1, par. 1B.3.2.

<sup>12</sup> Per l'anno 2009 i valori massimi e minimi sono stati calcolati statisticamente sulla base della dispersione dei valori misurati attorno alla media.

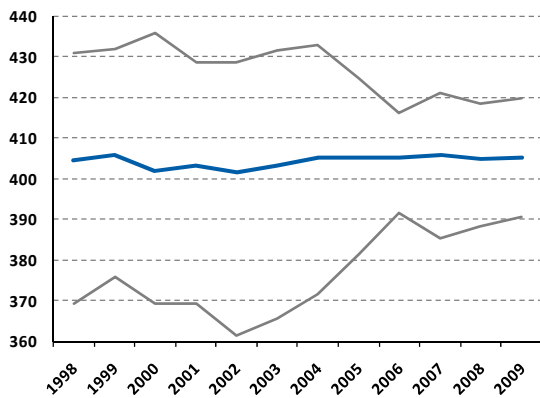


Figura 4 - Range di variazione del livello di tensione (massimo, medio e minimo) nei nodi a 400 kV dal 1998 al 2009 (kV)

Nell'ultimo anno le tensioni della RTN, anche grazie alla disponibilità delle risorse di dispacciamento approvigionabili sul MSD, si sono mantenute generalmente buone, sempre nei limiti previsti dalla normativa tecnica, con un valor medio di circa 405 kV per i nodi della rete a 400 kV, evidenziando comunque un leggero trend in aumento.

Nell'analizzare le criticità della rete a livello nodale vengono prese in esame le seguenti situazioni tipiche:

- ore a basso carico, in cui è maggiore la probabilità di tensioni elevate a causa del ridotto impegno della rete;
- ore di alto carico, generalmente diurne, in cui è invece più probabile rilevare valori di tensione bassi a causa dell'entità dei prelievi e dei consistenti fenomeni di trasporto sulle linee di trasmissione.

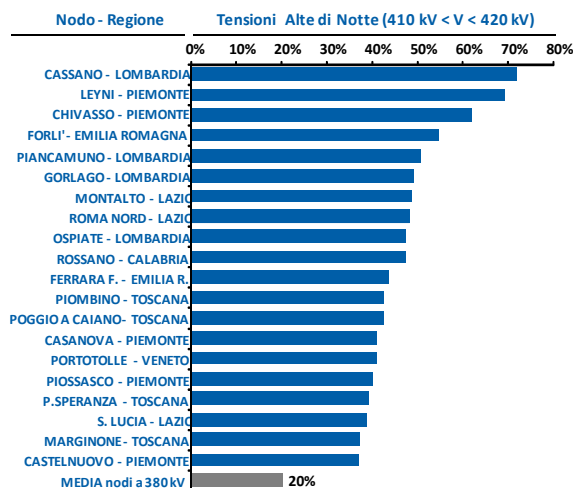


Figura 5 - Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni alte

Nella Figura 5 sono elencati i nodi della rete nazionale a 400 kV i cui valori di tensione più frequentemente superano la soglia di attenzione di 410 kV (la soglia, seppure all'interno dei parametri obiettivo del Codice di Rete, costituisce per Terna

un riferimento per la programmazione di azioni correttive). I dati elaborati si riferiscono al periodo che intercorre tra luglio 2008 e giugno 2009.

Si notano valori di tensione elevati in Toscana, Calabria ed alto Lazio, dove sono presenti numerose linee a 400 kV di considerevole lunghezza, scarsamente impegnate nelle ore di basso carico, ma per questioni di sicurezza di esercizio necessariamente in servizio. Tensioni alte si sono registrate anche in Lombardia in cui sono presenti molte linee in cavo soprattutto per i livelli di tensione 220-132 kV nonché l'elettrodotto 400 kV Turbigo-Rho; nell'area nord-orientale della Lombardia e in Piemonte le tensioni sostenute sono anche da ricondurre al minor impegno dei collegamenti, normalmente interessati dal trasporto delle potenze in import dalla Svizzera, nelle ore di basso carico del periodo in esame.

Nella Figura 6 sono riportati invece i nodi 400 kV in cui la tensione, comunque compresa all'interno dei limiti previsti dal Codice di Rete, è risultata inferiore al valore di attenzione di 390 kV nelle ore diurne nel periodo compreso tra luglio 2008 e giugno 2009.

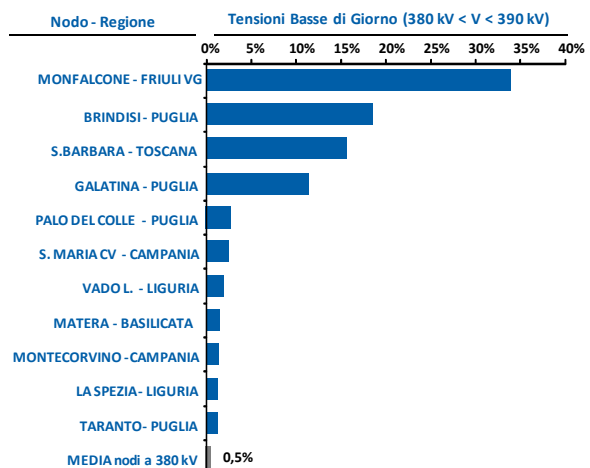


Figura 6 - Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni basse

Il fenomeno riguarda le aree di rete scarsamente magliate, interessate da ingenti transiti di potenza e dalla presenza di stazioni con elevati livelli di carico. Nel Meridione le regioni che presentano maggiori scostamenti della tensione dai valori di attenzione risultano la Puglia e la Basilicata nelle aree tra Brindisi, Taranto e Matera per la notevole entità del carico e per la presenza di fenomeni di trasporto delle potenze provenienti dal polo produttivo di Brindisi e dalla Grecia. Tensioni non ottimali si registrano anche nell'area nord orientale del Paese a causa dell'elevato import dalla frontiera slovena registrato nell'ultimo anno. In Liguria si sono verificati livelli bassi di tensione principalmente a causa dei carichi e dei transiti elevati sulla rete in particolari condizioni di esercizio.

Per quanto riguarda i nodi 400 kV della regione Campania benché l'entrata in esercizio delle nuove centrali a ciclo combinato di Teverola e Sparanise che contribuiscono a sostenere e regolare la tensione abbia sensibilmente migliorato il livello di tensione rispetto agli anni precedenti, si segnalano residui problemi di tensione a S.Maria Capua Vetere e a Montecorvino.

Inoltre l'installazione di apparati di stazione che regolano la tensione (reattanze e banchi di condensatori) ha consentito da una parte di migliorare i profili di tensione nelle aree critiche, e dall'altra di ridurre la necessità di ricorrere all'approvvigionamento di specifiche risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento in queste aree, in particolare nel Triveneto.

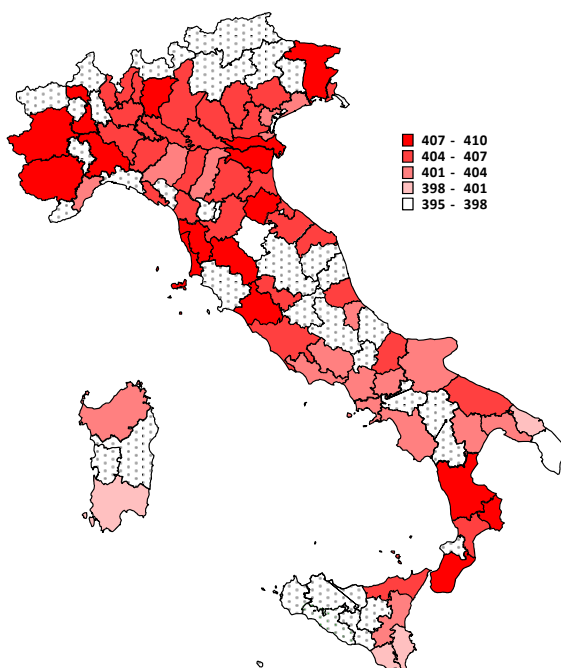


Figura 7 - Distribuzione territoriale delle tensioni – valori medi (kV)

A conferma di quanto già detto, la Figura 7 e la Figura 8, riportano rispettivamente l'andamento dei valori medi delle tensioni sulla rete a 400 kV nelle diverse province e la frequenza con cui il valore di attenzione di 410 kV viene superato in condizioni di esercizio nel periodo di riferimento.

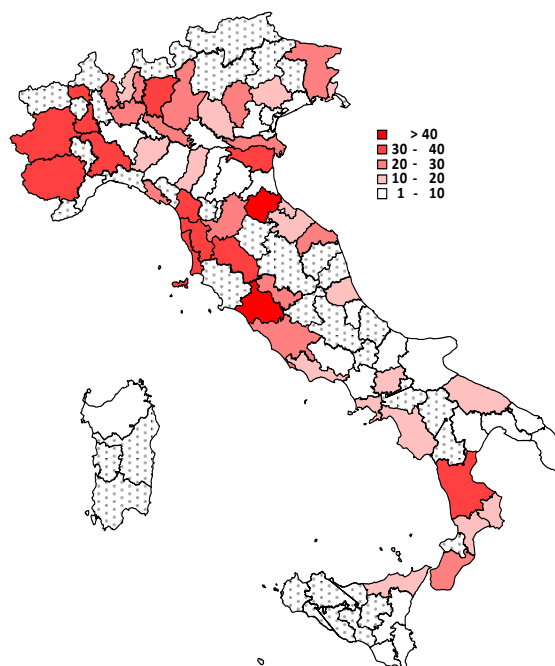


Figura 8 - Distribuzione territoriale delle tensioni – frequenza (%) in ore off-peak di valori con tensione >410 kV

#### 2.2.4 Impatto della produzione da fonte non programmabile

Terna ha tra i suoi compiti quello di garantire l'imparzialità e la neutralità dei servizi di connessione dei nuovi utenti e del dispacciamento al fine di assicurare l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori della rete di trasmissione nazionale. In virtù della normativa vigente, che impone l'obbligo di connessione alla RTN, Terna ha accolto e definito soluzioni di connessione a tutti i soggetti richiedenti. Tra le nuove iniziative produttive si segnala il numero ingente di richieste di impianti da fonte rinnovabile, che a fine 2009 ha raggiunto la quota di 107.000 MW. A fronte di questa considerevole domanda negli scorsi anni si è registrato un forte incremento della capacità di generazione da fonti rinnovabili, in particolare per le centrali eoliche (Figura 9).

La produzione da fonte eolica è concentrata nel sud Italia e le installazioni si sono spesso registrate in porzioni della RTN scarsamente magliate, per via della ridotta presenza di impianti di consumo rilevanti. L'aumento delle centrali di produzione ha comportato il maggior utilizzo della RTN, in particolare a livello 150 kV.



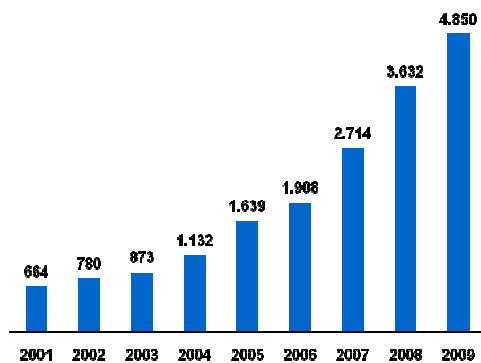


Figura 9 - Potenza eolica installata 2001 - 2009<sup>13</sup> (MW)

Negli ultimi anni si sono manifestate più frequentemente congestioni su alcune porzioni della rete a 150 kV, a causa della ridotta capacità di evacuazione di tutta l'energia prodotta dalle centrali. All'incremento della capacità di generazione non è corrisposta l'autorizzazione, da parte delle Pubbliche Amministrazioni, degli adeguamenti della rete previsti. Tali fenomeni hanno comportato l'aggravarsi delle congestioni sulle linee AT e l'applicazione delle misure preventive indicate nel Codice di Rete di Terna: in particolare, al fine di evitare le condizioni più gravose per il sistema elettrico nazionale, la modulazione preventiva della generazione in ottemperanza alla deliberazione n.330/07 dell'AEEG. Tale attività comporta in caso di necessità l'adozione - secondo programmi o in tempo reale - di misure di riduzione della produzione degli impianti di generazione. Nel caso dell'eolico, che gode della priorità nel dispacciamento, tale attività è resa ancora più complessa dal fatto che non è possibile programmare con certezza la produzione in quanto dipendente da fattori meteorologici, fortemente variabili. Le zone della rete AT maggiormente critiche, a fronte di vincoli di rete strutturali, nella gestione della produzione eolica sono concentrate al sud (Figura 10) ed in particolare sulle seguenti direttrici:

- Andria – Foggia;
- Campobasso – Benevento;
- Benevento – Montecorvino.

Meno critiche risultano attualmente altre zone di rete quali la Sicilia e la Sardegna, nelle quali nel breve – medio termine è previsto un consistente incremento di produzione da fonte rinnovabile.



Figura 10 - Direttrici AT critiche per l'evacuazione di energia eolica

Sono quindi necessarie nuove linee e nuove stazioni elettriche che consentano quei potenziamenti della rete indispensabili a garantire il pieno utilizzo dell'energia eolica prodotta.

In particolare l'autorizzazione dei rinforzi di rete deve essere sincrona con quella relativa ai nuovi impianti di produzione affinché questi ultimi abbiano la possibilità di produrre senza limitazioni.

### 2.3 Segnali provenienti dal mercato dell'energia elettrica

Oltre ad assicurare la continuità degli approvvigionamenti e l'efficienza ed economicità del servizio di trasmissione, Terna ha il compito di risolvere i problemi legati alla presenza di congestioni di rete, anche al fine di ridurre il più possibile eventuali vincoli che rischiano di condizionare gli operatori elettrici.

Sussiste pertanto l'esigenza di tener conto sempre di più dei segnali provenienti dal mercato elettrico, inserendo nel processo di pianificazione della RTN l'analisi delle dinamiche del mercato.

In particolare, risultano rilevanti le evidenze desumibili dall'analisi:

- della separazione in zone nel **Mercato del Giorno Prima** (congestioni interzonalì determinate da vincoli di rete esistenti); questa separazione determina da un lato una minore efficienza derivante dall'utilizzazione di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti e dall'altro la formazione di oneri da congestione a carico degli operatori e indirettamente degli utenti finali;
- dell'approvvigionamento nell'ambito del **Mercato dei Servizi di Dispacciamento** di capacità produttiva a livello locale per risolvere le congestioni intrazonali, regolare le tensioni, oltre che fornire la riserva operativa necessaria alla gestione in sicurezza della rete.

A riguardo, gli obiettivi della pianificazione consistono principalmente nel superamento dei vincoli alla produzione dei poli limitati e nella

<sup>13</sup> Stima provvisoria al 2009.

riduzione delle congestioni sia tra macro aree di mercato sia a livello locale, per consentire un migliore sfruttamento del parco di generazione nazionale e, quando possibile, una riduzione del prezzo dell'energia per i clienti del mercato.

Inoltre nel corso del 2008 (Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 17 settembre 2008), sono state approvate le modifiche al Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico (Testo integrato), con le quali, tra l'altro, è stato introdotto il mercato elettrico a termine dell'energia con obbligo di consegna e ritiro (MTE) attraverso il quale gli operatori hanno la possibilità di negoziare energia elettrica su orizzonti temporali più estesi rispetto a quelli consentiti dall'operatività su IPEX.

Il nuovo Testo integrato è entrato in vigore il 1 novembre 2008. A seguito dell'introduzione del MTE, la configurazione del mercato elettrico risulta essere la seguente: Mercato elettrico a pronti (MPE), costituito dal Mercato del Giorno Prima (MGP), dal Mercato Infragiornaliero (MI) e dal Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), e il Mercato elettrico a termine (MTE).

L'MTE costituisce un anello di congiunzione tra le contrattazioni puramente finanziarie e il mercato fisico, superando i limiti più evidenti derivanti dalle contrattazioni bilaterali non regolamentate OTC (Over The Counter), le quali avendo livelli di trasparenza bassi e avvenendo in un contesto di evidenti asimmetrie informative tra produttori e consumatori, possono condurre all'adozione di pratiche discriminatorie, con prezzi differenziati per diverse categorie di consumatori, a seconda dei costi di gestione del rischio di controparte.

L'MTE consente la negoziazione di energia elettrica su orizzonti temporali più estesi (con un anticipo massimo di 60 giorni rispetto all'inizio del periodo di consegna, 1 contratto mensile e 4 settimanali) rispetto a quelli giornalieri offerti dall'attuale

modello di mercato che riguarda le consegne per il giorno successivo. L'esistenza di mercati a termine trasparenti e liquidi, aventi come sottostante il prezzo che si forma sulla borsa elettrica, mira a rendere più efficiente l'intero settore e ancor più rappresentativo il PUN.

Dal 1 novembre 2009 è entrato in vigore il Mercato Infragiornaliero (MI) che sostituisce l'MA. È costituito da due sedute che si svolgono tra l'MGP e l'MSD e dal 1 gennaio 2011 sarà funzionalmente integrato all'MSD. A decorrere dalla stessa data sarà anche modificato l'MTE dove saranno quotati contemporaneamente i contratti mensili, trimestrali ed annuali in luogo degli attuali.

### **2.3.1 Effetto dei mercati esteri sulla disponibilità di capacità di import/export**

Nel corso del 2009 i prezzi del mercato italiano, si confermano ancora mediamente molto superiori a quelli dell'Europa continentale con scarti tendenzialmente in rialzo rispetto a quelli registrati l'anno precedente (Figura 11). Ciò che si evidenzia maggiormente dalla figura è un aumento della differenza di prezzo tra il mercato italiano e quelli tedesco e francese. Durante il periodo gen. 2009 - dic. 2009, questa differenza si è mantenuta nell'ordine dei 21 - 24 €/MWh contro i circa 18 - 21 €/MWh dell'anno 2008. L'andamento dei primi mesi del 2009 è stato caratterizzato da periodi tipo inverno mite ed estate fresca; il fuori servizio di elementi di rete o importanti gruppi di generazione all'estero, fenomeni che si verificano molto di rado, tendono ad annullare la differenza di prezzo tra le diverse borse elettriche europee. In particolare è da considerare il picco registrato in Francia il 19 ottobre 2009 con offerte fino a 3.000€/MWh tra le ore 8.00 e le 12.00. La diminuzione complessiva del prezzo dell'energia dovuto alla crisi generalizzata a livello globale si evidenzia comunque in tutti i mercati.

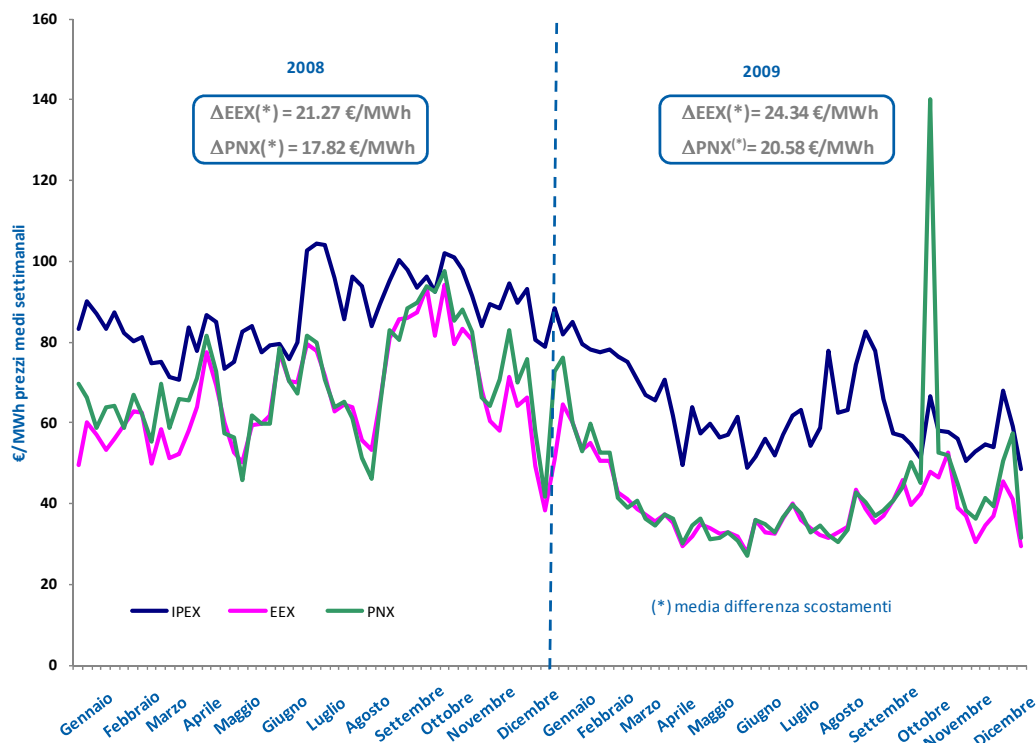


Figura 11 - Andamento settimanale Borse Europee, gennaio 2008 – dicembre 2009

### 2.3.2 Principali vincoli nel Mercato del Giorno Prima

Nel mercato dell'energia elettrica una zona geografica o virtuale è una porzione di rete rilevante in cui l'equilibrio tra domanda e offerta viene determinato tenendo conto, ai fini della sicurezza, dei limiti fisici di scambio dell'energia con altre zone geografiche confinanti. Tali limiti sono determinati ricorrendo a un modello di valutazione della sicurezza del sistema.

Inoltre sono individuate aree di produzione locale, denominate "poli di produzione limitata", che costituiscono delle zone virtuali, la cui produzione risulta affetta da vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico. I vincoli restrittivi sulla produzione massima dei poli di produzione possono essere in parte controllati, ricorrendo a dispositivi di telescatto sulle unità di produzione in questione, attivati a seguito di predefiniti eventi, o possibilmente annullati a seguito dello sviluppo della rete elettrica locale o nelle aree limitrofe.

L'individuazione delle zone nasce dall'analisi della struttura della rete di trasmissione a 380 e 220 kV, dei flussi di potenza, che nelle situazioni di esercizio più frequenti interessano tali collegamenti, dalla dislocazione delle centrali di produzione sul territorio nazionale e dalle importazioni di energia dall'estero. Tale analisi è stata effettuata sulla base del criterio di sicurezza N-1, considerando diversi scenari della rete elettrica e diversi periodi stagionali dell'anno.

#### ANTE MODIFICA



Figura 12 - Assetto zonale ante gennaio 2009

Su proposta Terna, l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) ha approvato, con delibera 116/08, per il periodo di regolazione 2009-2011, la nuova suddivisione della rete rilevante in zone con decorrenza dal 1 gennaio 2009.

## POST MODIFICA



Figura 13 - Assetto zonale post gennaio 2009

La nuova configurazione, così come indicato in Figura 13, prevede l'inclusione del Molise e della Calabria nella macrozona Sud e della Campania nella Macrozona Centro-Sud.

Un indice significativo per valutare lo squilibrio nell'allocatione delle risorse tra le zone di mercato e/o di inefficienza strutturale della rete è costituito dalla frequenza con cui si è verificata la saturazione del margine di scambio tra le zone di mercato in esito al Mercato del Giorno Prima.

La Tabella 2 e la Tabella 3 riportano i dati sul numero di ore e sulla frequenza con cui, nel periodo luglio 2008 – giugno 2009, si sono manifestate le citate limitazioni di rete. Sono inoltre riportati i relativi pesi in termini di impatto sulla rendita da congestione. Si è preferito dividere la tabella in due in considerazione della nuova suddivisione delle zone di mercato in vigore dal 1 gennaio 2009.

Rispetto allo stesso periodo precedente, si è verificato un notevole aumento della rendita da congestione dovuta principalmente agli aumenti verificatisi tra la zona Nord e la zona Centro-Nord.

La Figura 14 rappresenta l'andamento della rendita complessiva raccolta su MGP negli ultimi 4 anni. Nell'anno 2009 si è registrato un ammontare complessivo di circa 260 milioni di Euro. Il sensibile aumento della rendita nella zona Sud è da ricondurre all'entrata in esercizio di nuovi cicli combinati che hanno determinato una riduzione del prezzo della zona stessa rispetto al PUN, con conseguente aumento della concorrenzialità. Inoltre sono da considerare anche le indisponibilità su rete 380 kV, con conseguente riduzione della capacità di trasporto, legate essenzialmente alla realizzazione

di nuovi collettori di potenza per la raccolta di energia prodotta da impianti da fonte rinnovabile.

Tabella 2 - Saturazione dei margini di scambio tra zone di mercato ed effetto su rendita da congestione (luglio 2008 - dicembre 2008)

Zone interessate	Ore congestione	Frequenza	Peso su rendita
Calabria - Sicilia	2.684	50%	24%
Centro Nord - Centro Sud	928	17%	21%
Centro Nord - Corsica	599	11%	7%
Nord - Centro Nord	439	8%	25%
Sicilia - Calabria	292	5%	1%
Rossano - Sud	153	3%	14%
Corsica - Centro Nord	113	2%	1%

Tabella 3 - Saturazione dei margini di scambio tra zone di mercato ed effetto su rendita da congestione (gennaio 2009 - giugno 2009)

Zone interessate	Ore congestione	Frequenza	Peso su rendita
Rossano – Sicilia	2.494	44%	11%
Corsica – Sardegna	934	17%	5%
Sud – Centro Sud	677	12%	40%
Centro Nord – Corsica	350	6%	3%
Brindisi – Sud	327	6%	26%
Corsica – Centro Nord	283	5%	1%
Sicilia - Rossano	234	4%	1%
Nord – Centro Nord	201	3%	12%

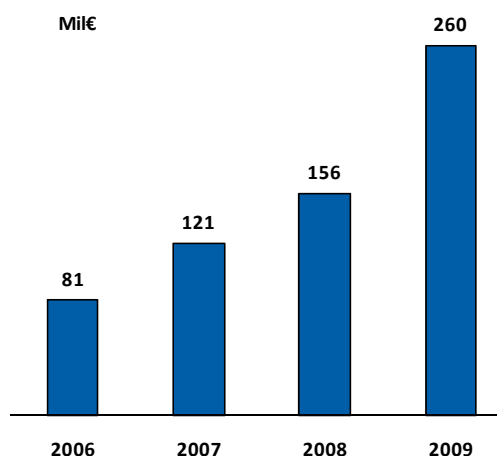
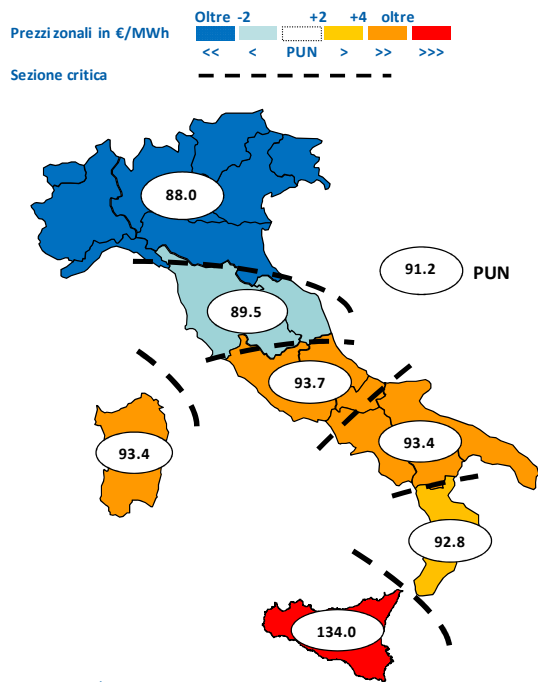
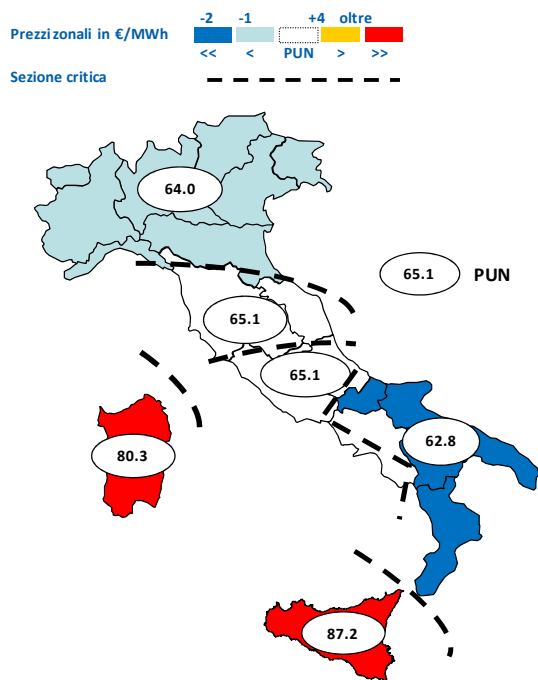


Figura 14 - Rendita complessiva sul Mercato del Giorno Prima



Fonte dati: GME

Figura 15 - Esiti del Mercato del Giorno Prima (luglio 2008 - dicembre 2008)



Fonte dati: GME

Figura 16 - Esiti del Mercato del Giorno Prima (gennaio 2009 - giugno 2009)

Le rendite da congestione (particolarmente alte tra le zone Nord-Centro Nord e Calabria-Sicilia per il periodo luglio-dicembre 2008 e Sud - Centro Sud per il periodo gennaio-giugno 2009) sono un chiaro indice del differenziale di prezzo zonale che nasce dalla saturazione dei limiti di transito tra le zone di mercato.

Nella Figura 15 e nella Figura 16 sono inoltre indicati i prezzi medi definiti a livello zonale nell'MGP e sono evidenziate le sezioni con la maggiore frequenza di congestione. Quanto più elevata è la differenza di prezzo tra le zone a ridosso delle sezioni di separazione, oltre che rispetto al PUN (prezzo unico nazionale), tanto più consistenti sono le congestioni di rete che impediscono lo sfruttamento delle risorse di produzione maggiormente competitive. Un primo effetto della nuova suddivisione in zone sembrerebbe la nuova tendenza del prezzo al Sud che si attesta a valori inferiori rispetto al Nord. E' da tenere anche in considerazione l'effetto della crisi che ha teso ad abbassare e livellare i prezzi.

In particolare, i prezzi zionali elevati rispetto al PUN riscontrati nelle isole, potrebbero essere calmierati con l'entrata in esercizio degli interventi di rinforzo dell'interconnessione con il continente.

Nella Figura 17 sono indicati i prezzi medi settimanali relativi al periodo gennaio - dicembre 2009 divisi per tipologia di ore: lavorative ore di picco (08.00 - 20.00), lavorative ore fuori picco (20.00 - 08.00) e festive così come indicato sul sito del GME.

La settimana n.36 (31/08/2009-06/09/2009) ha registrato il costo medio più elevato delle ore di picco pari a 126 €/MWh a fronte di un valore massimo del PUN settimanale registrato nella stessa settimana pari a 87 €/MWh.

Dall'analisi del comportamento del mercato, risultano saturate nella nuova configurazione zonale:

- la sezione Sud-Centro Sud, nel verso sud-nord;
- le sezioni che limitano i poli di generazione Brindisi e Rossano verso la zona Sud e quello di Priolo verso la Sicilia;
- la sezione Sicilia - Rossano in entrambi i versi, con il maggiore differenziale di prezzo tra le zone coinvolte, a testimonianza di problemi principalmente strutturali;
- la sezione Sardegna - Continente, con un significativo differenziale di prezzo lato offerta.

Le congestioni rilevate sulla rete primaria hanno una serie di implicazioni negative: limitano la competizione in alcune zone riducendo l'efficienza e l'economicità del sistema, non consentono di sfruttare a pieno la capacità produttiva potenzialmente disponibile e talvolta scoraggiano l'ingresso di nuova capacità, con maggiori rischi per la copertura in sicurezza del fabbisogno.

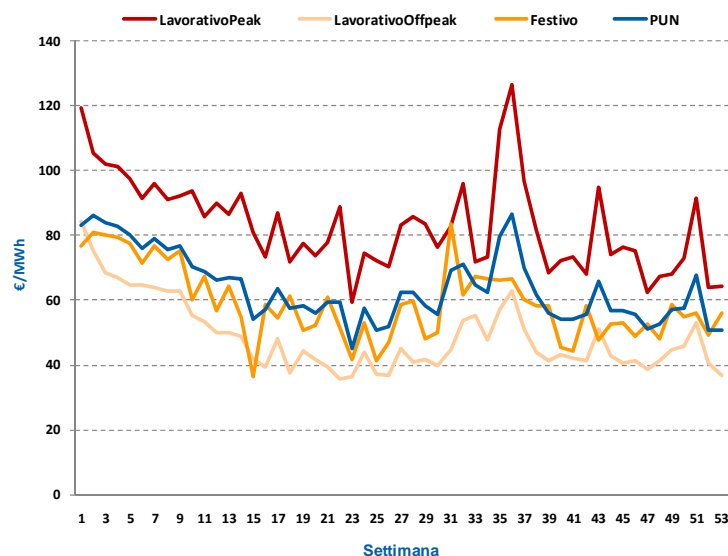


Figura 17 - Media settimanale dei PUN divisa per tipologia di ore (gennaio 2009 - dicembre 2009)

### Analisi dei livelli di contendibilità sul MGP

La concorrenza lato produzione è associata innanzitutto alla disponibilità sul mercato di capacità produttiva offerta da diversi operatori ed effettivamente selezionabile per soddisfare la richiesta, ossia alla reale possibilità per i produttori di contendersi la domanda.

Le analisi effettuate in passato dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas hanno consentito di rilevare alcune deficienze strutturali della rete, evidenziando le esigenze generali di rinforzo che scaturiscono al fine di migliorare i livelli di concorrenza nel presente assetto del mercato (cioè con gli attuali operatori e con l'attuale parco produttivo).

Si è potuto verificare che, a parità di offerta di acquisto e vendita, miglioramenti della contendibilità del mercato sono possibili a seguito del potenziamento delle linee di interconnessione tra zone caratterizzate da diversi livelli di indispensabilità degli operatori e, in particolare, dell'operatore maggiormente dominante.

In base a tale criterio, gli interventi di potenziamento della RTN maggiormente efficaci da attuare sono, nell'ordine crescente di significatività, relativi alle seguenti sezioni:

- Centro Nord – Sardegna (collegamento indiretto);
- Sud – Sicilia (collegamento diretto).
- si ritiene opportuno precisare che i risultati di tali analisi sono applicabili alle problematiche di breve termine, mentre vanno sostanzialmente riviste alla luce degli scenari previsionali di sviluppo del sistema elettrico nazionale, in particolare quelli di medio-lungo periodo. Infatti, tali valutazioni possono essere modificate in

modo significativo se si considerano le importanti differenze nella distribuzione territoriale e nella titolarità della capacità di generazione che si verrà a determinare nell'orizzonte di Piano.

### 2.3.3 Unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico (UPESS)

Le unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico (UPESS) sono le unità produttive rilevanti indispensabili, anche per periodi limitati dell'anno, per la gestione in sicurezza della rete e l'alimentazione dei carichi.

L'individuazione di unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico si rende necessaria perché nell'attuale configurazione della rete non vi sono alternative all'utilizzo dei gruppi di generazione in questione. Le unità individuate come essenziali restano tali fino a quando l'adeguamento e lo sviluppo del sistema (attraverso la costruzione di nuove linee, il potenziamento delle trasformazioni, la disponibilità di nuova capacità di generazione, ecc.) non rimuovano le cause che vincolano la loro presenza in servizio. Di seguito sono elencate le unità di produzione idroelettriche (quasi tutte concentrate al Nord, per un totale di circa 150 MW, cfr. Tabella 3) e termoelettriche (per oltre 300 MW, cfr. Tabella 4) essenziali a garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, con l'indicazione delle motivazioni che ne rendono attualmente indispensabile l'utilizzazione e delle soluzioni di sviluppo, ove tecnicamente ed economicamente fattibili, previste per il superamento delle attuali carenze infrastrutturali (descritte in dettaglio nell'allegato del presente PdS e nei precedenti Piani di Sviluppo, se relative a impianti della RTN).

Tabella 4 - Unità idroelettriche essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Unità essenziale	Motivazione
Gressoney UP 1	La centrale alimenta la rete a 132 kV della Valle di Gressoney in Val d'Aosta, costituita da un'unica linea per la quale la centrale costituisce unica riserva.
Perreres UP 1	La centrale alimenta la rete a 132 kV della Valtournanche in Val d'Aosta e costituisce unica riserva per i carichi localizzati in prossimità dell'impianto.
Soverzene UP 2	L'unità di produzione è uno dei quattro gruppi inseriti sull'asta del Piave ed è l'unico a erogare sulla rete a 132 kV; dei quattro gruppi è quello più utilizzato ed è impiegato per sopperire alla carenza di produzione sulla rete a 132 kV. L'assenza del gruppo comporta condizioni di esercizio critiche della afferente rete, con la necessità di ricorrere frequentemente ad assetti smagliati; l'analisi in sicurezza N-1 evidenzia una serie di sovraccarichi tali da rischiare di compromettere la continuità del servizio. Sarà possibile superare i problemi esposti in seguito alla definizione e completamento dei programmi di sviluppo della rete locale previsti nell'ambito delle attività di razionalizzazione della porzione di rete a 220 e 132 kV nell'area del Bellunese.
Ampezzo UP 1	L'unità, inserita nell'asta del Tagliamento, è utilizzata per sopperire alle carenze di produzione sulla rete a 132 kV afferente e risolverne le congestioni locali. Per detta unità è atteso il funzionamento nelle punte di carico e come riserva alla locale rete a 132 kV.
Torrite UP 1	La centrale idroelettrica a serbatoio di Torrite, inserita nell'asta dei fiumi Serchio e Lima, è costituita complessivamente da tre gruppi da 27 MVA che erogano sulla rete 132 kV, (gruppi 1,2 e 3, costituenti la UP_Torrite_1).

Gli interventi per la rimozione dei vincoli di essenzialità da una parte consentono di ottimizzare dal punto di vista dei costi di produzione la programmazione degli impianti, dall'altra rendono più robusto il sistema elettrico nel suo complesso, in quanto meno dipendente da specifiche risorse.

Tale classificazione delle UPESS è valida fino al 31/12/2009 (cfr Codice di rete – Allegato A.27).

Per l'anno 2010 è prevista un'unica UPES: la centrale di Monte Martini. Come da delibera dell'AEEG ARG/elt 89/09, è indicato nell'allegato A27 del Codice di rete anche l'elenco delle unità essenziali per le reti elettriche non interconnesse.

Tabella 5 - Unità termoelettriche essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Unità essenziale	Motivazione
Bastardo UP 1 e 2	I gruppi della centrale risultano indispensabili per il controllo dei flussi di potenza e dei profili di tensione sulla rete Umbra, almeno sino a quando non saranno completati gli interventi di potenziamento previsti nel PdS relativi all'elettrodotto a 132 kV Spoleto - Villavalle; l'utilizzazione è da prevedersi in maniera continua.
Bari T. UP 1,2 e 3	La disponibilità di almeno un gruppo (due in caso di fuori servizio accidentale o programmato di elementi della afferente rete a 380 e 150 kV) risulta necessaria all'alimentazione in sicurezza del carico della città di Bari e dei limitrofi centri industrializzati; l'azione risulta particolarmente utile ai fini del controllo dei transiti e per la regolazione della tensione del nodo 132 kV di Bari Ovest. Sarà possibile ridurre l'utilizzo di questa centrale al completamento degli interventi di sviluppo previsti sulla RTN (banco di condensatori nel nodo di Bari O., nuova S.E. nell'area a nord di Bari).
Monte Martini UP 1	Il gruppo turbogas della centrale, connesso alla rete 150 kV, risulta essenziale per garantire l'alimentazione dei carichi dell'area metropolitana di Roma e per sopperire alle carenze di trasporto dell'attuale rete AT. Inoltre, è utilizzata per il controllo delle tensioni lungo le dorsali in cavo che attraversano la città.

### 2.3.4 Principali vincoli di esercizio nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

Nell'ambito della programmazione delle risorse necessarie per l'attività di dispacciamento, si approvvigionano, oltre alla quantità di riserva operativa necessaria per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale (aggiuntiva rispetto a quella disponibile in esito al MGP), anche risorse di produzione per la risoluzione di congestioni e per garantire adeguati profili di tensione.

Le caratteristiche della rete di trasmissione, unitamente alla distribuzione e all'entità dei prelievi di energia elettrica sulla medesima, richiede in alcuni casi il funzionamento di alcune unità di produzione la cui localizzazione geografica risulta efficace alla soluzione dei vincoli imposti per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il rispetto dei vincoli di dispacciamento avviene garantendo la presenza in servizio oppure, meno frequentemente, riducendo la produzione di unità localizzate in particolari nodi della rete elettrica. Qualora il controllo della presenza o assenza in servizio delle suddette unità di produzione risulti non verificato in esito al Mercato dell'energia (MGP e MI), se ne effettua la selezione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento, programmando un

avviamento o una riduzione/spengimento della centrale. Queste selezioni avvengono di norma nel rispetto dell'ordine di merito economico, dando priorità alle unità di produzione più efficaci alla risoluzione del vincolo, con la conseguente possibilità che restino escluse dal processo di selezione sull'MSD delle unità meno efficaci, cui corrisponderebbero invece prezzi di offerta più economici rispetto a quelli selezionati.

Qualora si renda necessario il funzionamento di unità di produzione per la gestione in sicurezza del sistema e i tempi di avviamento di tali unità non siano compatibili con la gestione in tempo reale, come nel caso di unità di tipo termoelettrico diverse dai turbogas a ciclo aperto, la selezione viene effettuata nella fase di programmazione (ex ante) del Mercato per il servizio di dispacciamento e corrisponde ad un avviamento imposto a programma.

L'avviamento di queste unità equivale a un aumento dell'immissione di energia elettrica in rete, cui corrisponde la riduzione dell'immissione da parte di altre unità ai fini del bilancio energetico.

Per questo la presenza di avviamenti a programma rappresenta un onere per il sistema, dato il differenziale tipicamente positivo tra i prezzi offerti per la disponibilità all'aumento e quelli offerti per la disponibilità alla riduzione del livello di produzione.

Le motivazioni tecniche a cui sono riconducibili gli avviamenti effettuati nella fase di programmazione del Mercato per il servizio di dispacciamento sono:

- l'approvvigionamento dei margini di riserva a salire aggiuntivi rispetto a quanto già offerto sul MGP;
- vincoli di produzione generati dall'indisponibilità di elementi di rete appartenenti alla rete di trasmissione nazionale;
- la risoluzione di congestioni a programma;
- la verifica del mantenimento di adeguati profili di tensione sulla rete di trasmissione nazionale.

Per quanto riguarda i margini di riserva, lo sviluppo della RTN in generale è in grado di determinare una diminuzione delle esigenze di approvvigionamento sul MSD, incrementando la magliatura del sistema rendendo fruibili a porzioni più estese della rete le risorse di produzione.

Le attività di sviluppo determinano in generale una riduzione delle altre criticità sopra citate riconducibile principalmente alla più ampia fungibilità delle risorse di dispacciamento nelle zone della RTN attualmente soggette a vincoli di rete.

In particolare, il problema del controllo delle tensioni ricorre generalmente nelle ore e nei giorni di basso carico (come i giorni festivi, in cui le

tensioni sono tendenzialmente elevate) o nei periodi durante i quali si registrano elevati prelievi di energia (come nel periodo estivo, in cui la richiesta di potenza reattiva è maggiore e le tensioni tendono ad abbassarsi).

Di seguito si riporta il risultato di analisi sulle dinamiche di offerta sul MSD di quelle unità di tipo termoelettrico che sono state oggetto di avviamenti imposti a programma per i suddetti motivi.

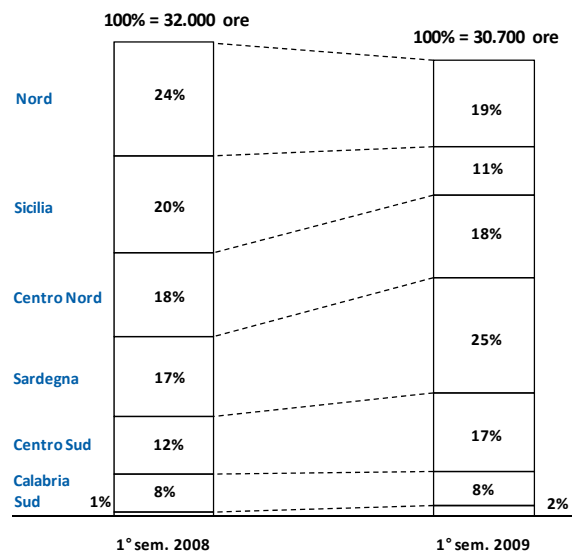


Figura 18 - Distribuzione avviamenti a programma per area di mercato

Nella Figura 18 si riporta la suddivisione tra zone di mercato degli avviamenti di unità a programma, avvenuti - nel periodo compreso tra gennaio e giugno 2008/2009 - per le suddette motivazioni tecniche, a prescindere dall'ordine di merito economico per le sole unità termiche. Si può osservare come la gran parte degli avviamenti a programma in percentuale sia concentrata nelle zone del Nord e della Sardegna.

Ciò è in parte dovuto, da un lato alla necessità di garantire adeguati margini di riserva e disponibilità di risorse per il servizio di dispacciamento sopra citate, dall'altro alla maggiore incidenza in queste zone dei vincoli di rete, problemi di congestione e di tensione che condizionano l'impiego degli impianti di produzione. Rispetto allo stesso periodo del 2008, si è verificato una lieve diminuzione degli avviamenti a programma dovuta alla contrazione della domanda in conseguenza della crisi e alla messa in atto di nuovi sistemi di difesa. Nella zona Sardegna si è registrato un aumento delle ore di avviamento a programma delle unità termiche dovuto all'aggiornamento dei criteri di selezione degli impianti per la gestione della riserva in isola in vigore dal secondo semestre 2008.



Lug 2008 – Dic 2008, MSD ex ante

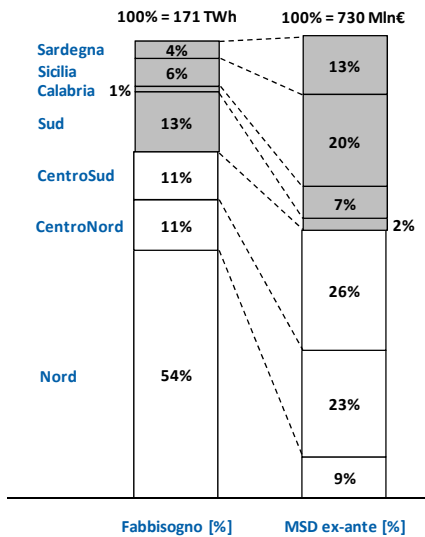


Figura 19 - Oneri MSD su consumi per zona di mercato (luglio 2008 - dicembre 2008)

Gen 2009 – Giu 2009, MSD ex ante

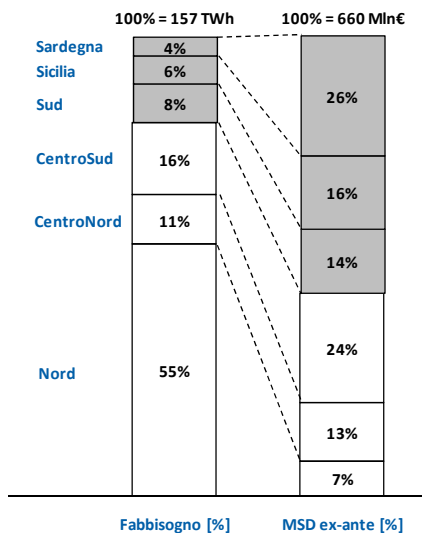


Figura 20 - Oneri MSD su consumi per zona di mercato (gennaio 2009 - giugno 2009)

Nella Figura 19 e Figura 20 è indicata la ripartizione nelle diverse zone di mercato degli oneri associati ai suddetti avviamenti a programma di unità produttive nel MSD, confrontati con la previsione di domanda zonale utilizzata ai fini dello svolgimento del MSD. In particolare l'onere associato agli avviamenti a programma è stato valutato considerando quale onere unitario da applicare alla quantità in avviamento, il differenziale tra il prezzo offerto a salire dell'unità avviata, che Terna riconosce alle unità avviate, e il prezzo medio a scendere contestualmente registrato sul MSD, che Terna riceve dalle unità selezionate a scendere per bilanciare le azioni di avviamento e riportare in equilibrio il sistema.

Dal confronto della Figura 19 e Figura 20 si può notare che oltre il 60% degli oneri di dispacciamento venga generato dalle Isole e dal

Centro Sud che rappresentano rispettivamente il 21% ed il 26% del fabbisogno di energia elettrica del Paese registrato nel periodo di riferimento.

Rispetto al periodo luglio 2007 – giugno 2008, si è verificata una riduzione degli oneri dovuti al ricorso al mercato del servizio di dispacciamento pari al 14% passando da poco più di 1.600 Mln€ del periodo luglio 2007 - giugno 2008 a circa 1.390 Mln€ del periodo luglio 2008 - giugno 2009.

La contrazione dell'esborso è riconducibile anche a nuove tecniche adottate da Terna per la minimizzazione delle movimentazioni in up ed in down su MSD quali, a titolo esemplificativo, una rivisitazione del processo di gestione delle indisponibilità, l'adozione di schemi di esercizio atti alla riduzione del fabbisogno di vincoli a rete integra e l'ottimizzazione del bilanciamento in tempo reale.

In Sicilia il ricorso alle risorse approvvigionate sul MSD è motivato essenzialmente da esigenze di esercizio in sicurezza:

- dell'area nord-orientale dell'Isola, con particolare riferimento alla necessità di garantire adeguati profili di tensione sulla rete a 150 kV del messinese;
- della rete a 150 kV del siracusano, anche in caso di fuori servizio di linee a 150 kV dell'area;
- della rete di trasporto nell'area di Palermo;
- della rete a 220 e 150 kV che alimenta il carico dell'area occidentale dell'Isola.

In Calabria l'approvvigionamento di risorse di generazione è dovuto principalmente alle attuali carenze strutturali del sistema di trasmissione primario in AAT che collega i poli produttivi ai centri di carico della Campania. A causa dell'insufficiente capacità di trasporto della rete, occorre modulare le produzioni in alcuni nodi di rete, al fine di ridurre il rischio di transiti eccessivi sui collegamenti potenzialmente critici. Si sono, inoltre, resi necessari interventi sui gruppi di generazione dei poli di produzione per compensare gli elevati livelli di tensioni sulla rete. Gli oneri legati alla Calabria dal 1 gennaio 2009 sono computati nella zona Sud.

Nella zona Centro i principali problemi che richiedono la selezione di unità sul MSD sono da attribuire:

- al mantenimento degli adeguati livelli di tensione sulla rete nell'area di Roma; in particolare in condizioni di basso carico (ad esempio nel fine settimana) risulta necessario regolare la tensione utilizzando i poli produttivi dell'alto Lazio per modulare la potenza reattiva sulla rete;
- alla sicurezza di esercizio della rete primaria in Toscana e in particolare alla necessità di mantenere gli adeguati livelli di tensione nel

nodo di Suvereto in condizioni di basso carico, regolare i transiti tra le zone di mercato Nord e Centro-Nord, assicurare in caso di gravi disservizi un efficace servizio di riaccensione della porzione della rete in questione;

- alla mancanza di una adeguata riserva di potenza per la rete locale in AT che alimenta il carico nell'area di Livorno, Pisa e Lucca.

In Sardegna le unità chiamate a produrre nel MSD sono funzionali a:

- controllare le tensioni in caso di avaria di unità di produzione nel sud dell'Isola;
- assicurare adeguati margini di riserva di potenza nella parte nord dell'Isola.

Nella zona Nord, utilizzando le risorse del MSD, essenzialmente si riescono a garantire i margini di potenza attiva e reattiva necessari sulla rete nell'area di Milano e nel nord dell'Emilia oltre che risolvere le congestioni intrazonali che si verificano a seguito degli elevati flussi di energia dalla zona Nord Ovest verso la zona Nord Est.

## 2.4 Scenari di riferimento

La pianificazione degli sviluppi della rete richiede l'aggiornamento annuale degli scenari previsionali a medio e lungo termine, richiedendo uno sforzo continuo di analisi dello stato attuale e sintesi dei diversi driver. Nel merito, al fine di migliorare il processo di elaborazione degli scenari futuri, il Piano di Sviluppo di Terna raccoglie le valutazioni di diverse anime aziendali e studi di settore promossi da aziende indipendenti. Il paragrafo successivo tratta la definizione della base dati per l'elaborazione di un set di scenari evolutivi a medio e lungo termine, focalizzati rispettivamente agli anni obbiettivi n+5 e n+10; su ciascun orizzonte temporale il processo di pianificazione esamina l'eventuale insorgere di congestioni di rete e i necessari rinforzi associati.

Inoltre, si illustrerà uno scenario alternativo (paragrafo 2.4.2) di massima che prevede una riduzione dei consumi ed un incremento della produzione da fonti rinnovabili, con macrovalutazioni e previsioni sui conseguenti possibili sviluppi della RTN.

Nel paragrafo 2.4.3 si fa riferimento al concetto di rete intelligente, ovvero Smart Grid, mostrando quali siano i provvedimenti in corso che Terna sta adottando al fine di garantirne l'attuazione.

### 2.4.1 Scenario standard per l'elaborazione degli interventi di sviluppo

Le esigenze della RTN sono generalmente determinate in uno scenario "as usual", nel quale è valutata l'evoluzione più probabile dei consumi

elettrici e del parco di generazione in un orizzonte temporale di cinque e dieci anni.

Una efficace attività di pianificazione della rete di trasmissione considera l'evoluzione del sistema elettrico nel suo complesso, costruendo gli scenari futuri degli assetti di funzionamento della rete sulla base della stima di evoluzione di alcune principali grandezze esogene:

- la crescita del fabbisogno di energia<sup>14</sup>;
- la crescita della potenza elettrica<sup>14</sup>;
- lo sviluppo del parco di generazione di tipo convenzionale e rinnovabile in termini di entità, localizzazione e tipologia di impianti;
- l'incremento della capacità di interconnessione per gli scambi di energia con gli altri Paesi.

Le previsioni di crescita del fabbisogno di energia e della potenza elettrica sono sviluppate con l'obiettivo di contribuire ad aggiornare il quadro di riferimento per le valutazioni relative al Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale, a cura Terna.

Nella presente edizione, le previsioni si estendono fino al 2019 e sono articolate:

- in energia, con riferimento al dato annuale della richiesta e dei consumi elettrici;
- in potenza, con riferimento alla punta annuale.

### Previsioni della domanda di energia elettrica

Per quanto riguarda la previsione della domanda elettrica si è tenuto conto della modesta flessione maturata nel 2008, pari a -0,1% rispetto all'anno precedente. Si è soprattutto cercato di integrare nella previsione il notevole ripiegamento atteso per l'anno in corso, che non ha precedenti negli ultimi sessanta anni. Sulla base dei dati provvisori, la domanda di energia elettrica acquisita nel periodo gennaio – ottobre 2009 risulta infatti in flessione di circa 6,3% punti percentuali rispetto al corrispondente periodo del 2008.

Attualmente le analisi e i ragionamenti prendono in particolare considerazione due versanti, quello della generazione e quello del contenimento dei consumi.

Si può in generale osservare che il perseguimento di obiettivi di risparmio energetico deve poter avvenire in modo virtuoso, senza cioè limitare lo sviluppo economico ma principalmente attraverso la riduzione della quantità di energia impiegata per la produzione di beni e servizi, a parità di valore o di

<sup>14</sup> Vengono recepiti gli indicatori di crescita elaborati da Terna e contenuti nelle "Previsioni della domanda elettrica in Italia e del Fabbisogno di potenza necessario".

qualità di tali produzioni. Si tratta cioè di perseguire una *riduzione di intensità energetica*.

Nello scenario economico ora considerato si è accolta l'ipotesi, per il periodo 2008-2019, di una crescita media annua del PIL del 0,6%<sup>15</sup>. Il tasso medio annuo di crescita è frutto di una forte riduzione tra il 2008 ed il 2009 pari a -5,3% ed una successiva previsione costantemente in crescita per gli anni successivi.

L'andamento negli ultimi quarant'anni della domanda di energia elettrica in Italia ha avuto un profilo di crescita regolare eccezion fatta le crisi energetiche a cavallo degli anni '70 e '80, tuttavia già nel 2007 la domanda di energia elettrica aveva manifestato un incremento relativamente modesto rispetto all'anno precedente (+0,7%). Nel 2008, dopo 26 anni di crescita ininterrotta, si è registrato un leggero arretramento pari a -0,1% con il quale la richiesta di energia elettrica si è attestata a circa 339,5 TWh.

Nel 2009, a causa della crisi, la domanda di energia elettrica sarà pari a circa 322,2 miliardi di kWh (TWh), con una riduzione di circa -5,1% rispetto all'anno precedente.

La previsione di medio-lungo termine della domanda di energia elettrica è ottenuta a partire da una previsione dell'andamento di grandezze macroeconomiche, valore aggiunto e PIL. La grandezza che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è l'intensità elettrica<sup>16</sup>.

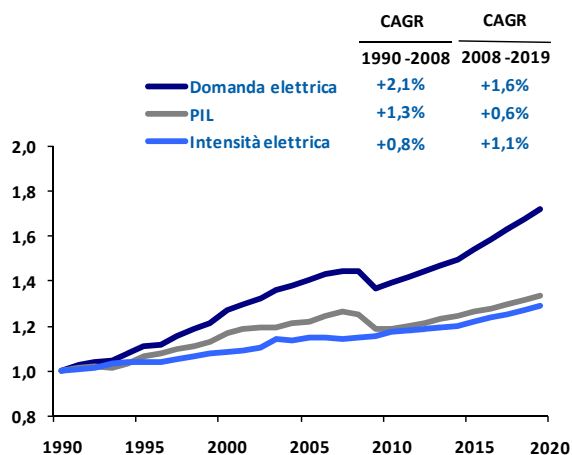


Figura 21 - Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica

Tenuto conto di una moderata fase di recupero negli anni successivi al 2012, nel periodo 2008-2019 si stima complessivamente una evoluzione con un tasso medio annuo della domanda di energia

<sup>15</sup> Prometeia - Scenari di previsione - Bologna luglio 2009 – www.prometeia.it.

<sup>16</sup> L'intensità elettrica è la quantità di energia elettrica (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL.

elettrica del +1,6% in uno scenario di sviluppo corrispondente a 405,0 TWh nel 2019.

Nel 2014, anno intermedio al periodo 2008-2019, si prevede una domanda elettrica pari a 352,2 TWh con un tasso medio annuo di sviluppo 2008-2014 pari a 0,6%, e di 2,8% per gli anni 2014-2019.

In Figura 21 sono riportati nello stesso grafico gli andamenti delle grandezze in esame: domanda di energia elettrica, prodotto interno lordo e intensità elettrica. Si distinguono – posto uguale a 1,0 il valore assunto dalle suddette grandezze nel 1989 – i consuntivi fino al 2008 e le previsioni fino al 2019.

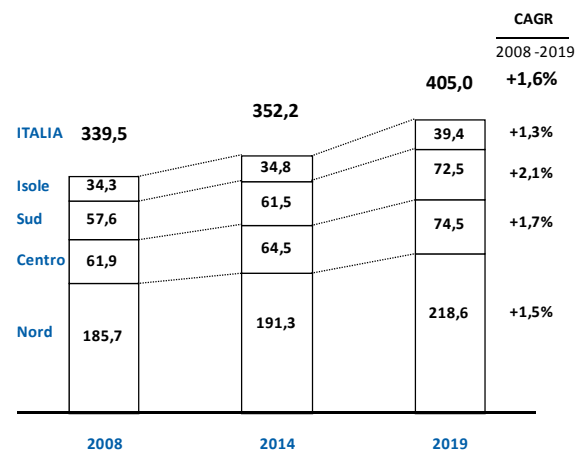


Figura 22 - Previsione della domanda nelle aree geografiche (TWh)

Rispetto ad una evoluzione ad un tasso medio annuo pari al +1,6% della domanda a livello nazionale sull'intero periodo 2008-2019<sup>17</sup>, la crescita della richiesta relativa allo scenario preso a riferimento sull'intero periodo dal 2008 al 2019 nelle quattro macroaree geografiche non è del tutto omogenea. In particolare, la dinamica si manifesterà poco più sostenuta al Centro e al Sud - tassi medi annui rispettivamente del +2,1% e del +1,7%), un poco inferiore alla media nazionale nelle Regioni insulari (+1,3%), mentre le aree del Nord Italia si attesteranno pressappoco sui valori medi nazionali +1,5% (cfr. Figura 22).

Per quanto riguarda i principali settori di consumo – e sempre con riguardo allo scenario di sviluppo preso a riferimento – l'industria si conferma il settore più rilevante sotto l'aspetto dei consumi elettrici ma con un peso in riduzione: nel 2019 la sua quota di poco inferiore alla metà dei consumi,

<sup>17</sup> Lo sviluppo dei consumi leggermente superiore a quello della richiesta, è ottenuto ipotizzando un recupero sul livello di perdite di energia elettrica. Tale ipotesi - consistente con un certo grado di sviluppo della generazione distribuita e con gli interventi di sviluppo della RTN – consente di passare da una quota delle perdite rispetto alla richiesta Italia del 2008 del 6,0%, ad un livello del 5,4% nel 2019.

41% circa, con uno sviluppo (+0,3%) al disotto di quello medio.

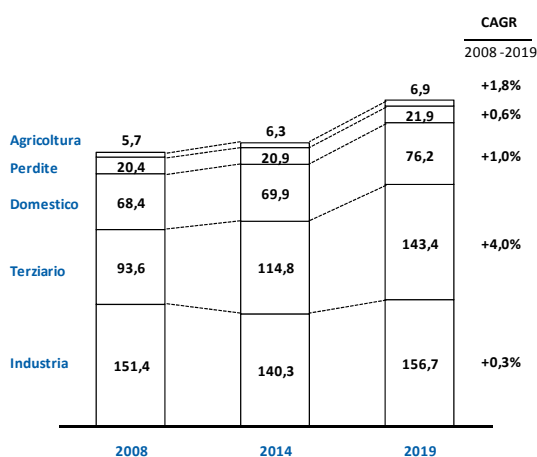


Figura 23 - Previsione dei consumi settoriali (TWh)

Nell'ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento più dinamico delle industrie non di base (per la produzione di beni finali<sup>18</sup>, ivi incluse le altre industrie: +0,8% medio per anno) ed un andamento stagnante per le industrie dei beni intermedi<sup>19</sup> (-0,2%).

Il terziario, che già nell'anno 2000 aveva superato nella struttura dei consumi elettrici il settore domestico, si conferma anche nel prossimo decennio il settore più dinamico (+4,0%). Nel 2019 il settore terziario raggiungerà una quota nella struttura pari ad un terzo dei consumi (circa 37%).

Con un tasso medio annuo di crescita del +1,0% sull'intero periodo, il settore domestico verrà a detenere nel 2019 una quota dei consumi elettrici pari al 20%.

Sostanzialmente stabile il peso del settore agricolo nella struttura dei consumi (attorno al 1,6% del totale), in crescita nel periodo ad un tasso del +1,8% (cfr. Figura 23)

### Previsioni della domanda di potenza alla punta

In Figura 24 è riportata la serie dei valori del massimo carico annuo nell'ultimo ventennio. In Italia, la punta del sistema elettrico si è sempre manifestata in inverno, tranne che nel 2006, nel 2008 e nel 2009. Nel 2007, a riprova che in questi anni la tendenza al superamento della punta estiva rispetto a quella invernale non è consolidata, la punta annuale è stata in inverno allorché il 18 dicembre 2007 alle ore 17 si sono raggiunti i

<sup>18</sup> Industrie alimentari, del tessile-abbigliamento e calzature, meccaniche, per la produzione di mezzi di trasporto, per la lavorazione della gomma e plastica, del legno e del mobilio, delle altre manifatturiere; include inoltre costruzioni edili, energia, gas e acqua, raffinazione, cokerie ed acquedotti.

<sup>19</sup> Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta

56.822 MW<sup>20</sup>, con un incremento di +2,2% rispetto alla punta (estiva) del 2006. Viceversa, nel 2008 e nel 2009 la punta massima è stata raggiunta in estate rispettivamente con 55.292 MW, il 26 giugno 2008 e 51.873 MW, il 17 luglio 2009. Tali valori, più bassi rispetto al trend degli ultimi anni, sono da attribuirsi agli effetti della crisi economico-finanziaria verificatasi a partire dalla seconda metà del 2008.

Le previsioni della domanda di potenza sulla rete italiana sono elaborate a partire da quelle sulla domanda di energia elettrica ricavate nei paragrafi precedenti.

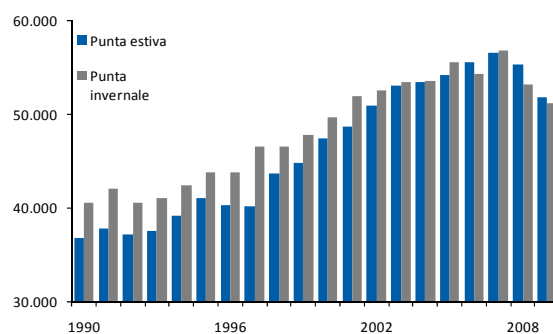


Figura 24 - Carico massimo sulla rete italiana – 1990-2009 (MW)

Definendo come ore di utilizzazione della domanda alla punta il rapporto tra la domanda annua di energia elettrica e la domanda di potenza massima, la metodologia adottata consiste in una previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta, per arrivare alla previsione della potenza alla punta invernale ed estiva. Pertanto, in considerazione della definizione data per le ore di utilizzazione della potenza alla punta, al diminuire delle ore di utilizzazione corrisponde una richiesta di potenza alla punta maggiore (e viceversa), a parità di domanda di energia elettrica.

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (cfr. Figura 25) mostra che la graduale fase di crescita in atto fin dalla metà degli anni '70 si è stabilizzata all'inizio degli anni '90, toccando un massimo pari a circa 6.200 ore/anno (curva ore invernali). A partire dal 1992, le ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (media mobile) sono sostanzialmente stabili nell'intervallo tra 5.900 e 6.100 ore/anno, con una tendenza ad assumere i valori superiori dell'intervallo negli ultimi anni. Nella stessa figura sono riportate le ore di utilizzazione della domanda alla punta estiva (curva ore estive). Si osserva che ad una fase di relativa stabilità attorno a 6.500 ore/anno si è sostituita nell'ultimo decennio una tendenza molto pronunciata alla

<sup>20</sup> Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell'anno considerato fino a marzo dell'anno successivo.

diminuzione verso livelli anche inferiori a quelli delle ore invernali. Negli ultimi anni, questa tendenza sembra essersi leggermente attenuata.

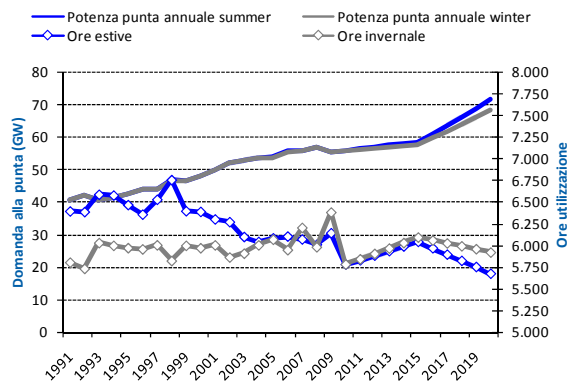


Figura 25 - Consumativi e previsioni di potenza e ore di utilizzazione

Per quanto detto in precedenza (trend di fondo delle ore invernali sostanzialmente stabile a fronte dell’analogo trend relativo alle ore estive in rapida riduzione nell’ultimo decennio), si conferma per il futuro che per la domanda elettrica la condizione di massimo fabbisogno in potenza appare quella in condizioni di estate “torrida”. Pertanto, sempre sviluppando il cosiddetto scenario di sviluppo per quanto attiene alla domanda elettrica, si stima per l’anno 2019 una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5.700 ore/anno, corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa 72 GW (ipotesi alta), con un incremento di oltre 16 GW rispetto alla punta estiva del 2008 (cfr. Tabella 6). Nella stessa tabella è riportata anche l’ipotesi bassa di previsione della domanda in potenza che risulta invece correlata all’ipotesi di inverno medio.

Il grafico della Figura 25 riassume quanto detto finora sulla domanda in potenza. In particolare, esso riporta, su due scale diverse, dati a consuntivo fino al 2008 della massima potenza annua e delle ore di utilizzazione della potenza al massimo carico estivo ed invernale; inoltre nella stessa figura sono mostrate le curve di previsione delle ore di utilizzazione nelle condizioni convenzionali di estate torrida ed inverno medio e la conseguente domanda di potenza alla punta nelle medesime condizioni.

Tabella 6 - Previsione della domanda in potenza: scenario di riferimento

Anno	Potenza
2008	55.292 MW
2015 ipotesi bassa/alta	60/61 GW
2019 ipotesi bassa/alta	68/72 GW

### Sviluppo del parco produttivo termoelettrico

Nel corso degli ultimi anni, si è assistito a un graduale rinnovamento del parco produttivo italiano caratterizzato principalmente dalla trasformazione in ciclo combinato di impianti esistenti e dalla realizzazione di nuovi impianti anch’essi prevalentemente a ciclo combinato.

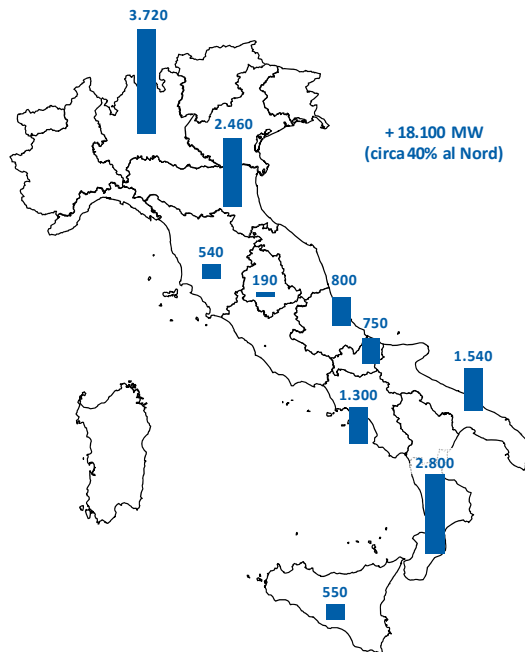


Figura 26 - Potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2002 al 2009 (MW)

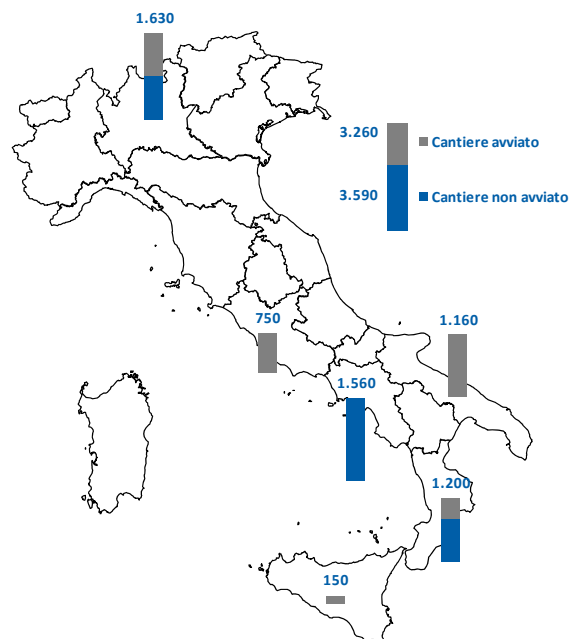


Figura 27 - Stima potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2010 al 2013 (MW)

Complessivamente sono stati autorizzati, con le procedure previste dalla legge 55/02 (o dal precedente DPCM del 27 dicembre 1988), circa 45 impianti di produzione con potenza termica maggiore di 300 MW, che renderanno disponibili circa 24.000 MW elettrici.

Nella Figura 26 e nella Figura 27 viene visualizzata rispettivamente la distribuzione sul territorio dell'aumento di capacità produttiva realizzato dal 2002 al 2009 e atteso tra il 2010 e il 2013.

Circa il 40% degli impianti entrati in servizio è localizzato nell'area Nord del Paese ed il 43% è localizzato nel Sud, mentre poco meno del 57% degli impianti autorizzati (in costruzione o con i cantieri non ancora avviati) è concentrato nel Meridione, principalmente in Campania, Puglia e Calabria.

Come verrà meglio illustrato nel **paragrafo 2.5**, questa distribuzione di nuova potenza potrebbe determinare nel breve-medio periodo un aggravio delle congestioni del sistema di trasmissione, soprattutto sulla sezione Nord-Centro Nord e Sud-Centro Sud. Nel lungo periodo, con l'equilibrarsi della nuova capacità produttiva e soprattutto in seguito all'entrata in servizio dei rinforzi di rete programmati, tale fenomeno dovrebbe attenuarsi, ma non si può escludere il rischio inverso che possano manifestarsi nuovi vincoli di esercizio sulle sezioni di rete interessate dal trasporto delle produzioni meridionali verso le aree di carico del Centro-Nord.

Nella Figura 28 si riporta invece il quadro cronologico riepilogativo della nuova potenza entrata in esercizio dagli anni 2002 - 2003 e che ad oggi si prevede possa essere disponibile alla fine di ciascun anno dal 2009 e fino al 2012, in base alle informazioni ricevute dalle diverse società titolari delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio degli impianti termoelettrici.

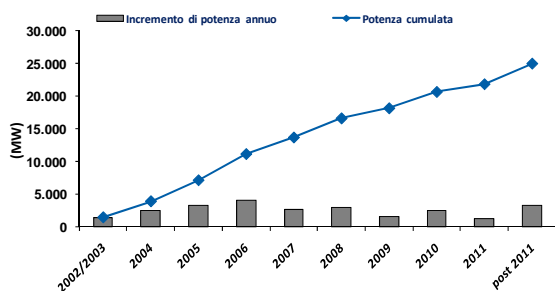


Figura 28 - Potenza annuale disponibile e cumulata entrata in servizio e previsionale

In Figura 29 si riporta il trend delle centrali entrate in esercizio ed in costruzione considerate negli scenari di sviluppo del sistema elettrico italiano a partire dal PdS 2006.

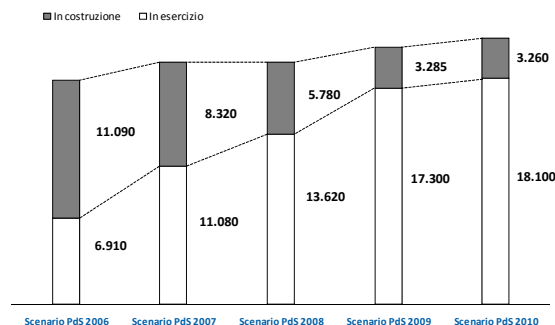


Figura 29 - Incremento capacità produttiva italiana (MW)

Nella macrozona Sud, si osserva che l'incremento della capacità produttiva in esercizio entro il 2010 è leggermente ridotto rispetto al trend degli anni precedenti. Tuttavia si attende nel corso del 2010 il completamento degli impianti attualmente in costruzione per 1.160 MW e l'avvio di nuovi cantieri.

In Figura 30 si riporta la distribuzione territoriale degli impianti termoelettrici al momento in costruzione e le future iniezioni di potenza legate alla realizzazione della Merchant-Line tra l'Italia e l'Albania e dall'interconnessione con il Montenegro.

Le due nuove interconnessioni HVDC sottomarine, con l'aggiunta della potenza della centrale di San Severo, la cui costruzione è cominciata nel corso del 2008 determina la necessità di sviluppare ulteriormente la rete di trasmissione del Mezzogiorno, in modo da aumentare la magliatura della rete e rendere pienamente disponibile la nuova potenza e veicolarla senza limitazioni verso i centri di carico.

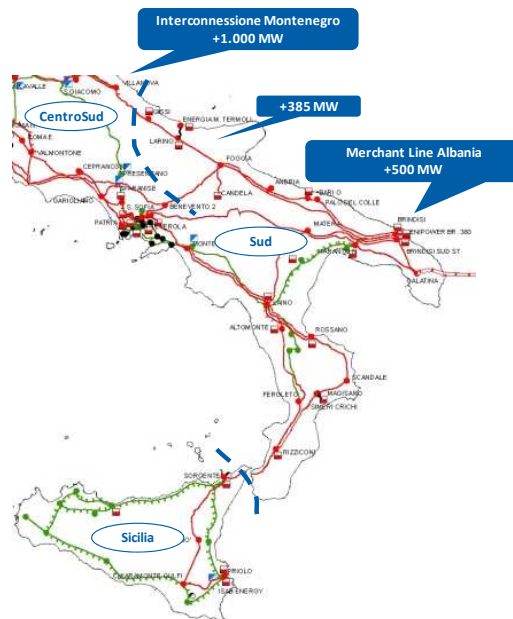


Figura 30 - Suddivisione territoriale incremento capacità produttiva in realizzazione nell'area Sud

## Sviluppo della capacità produttiva da fonte eolica/fotovoltaica

In aggiunta agli impianti termoelettrici, si considera anche lo sviluppo di impianti da fonte rinnovabile, che nel corso degli ultimi anni hanno avuto un trend di crescita in continuo aumento. Il maggiore contributo è fornito dagli impianti eolici, la cui capacità produttiva ha superato i 4.800 MW (Figura 35).

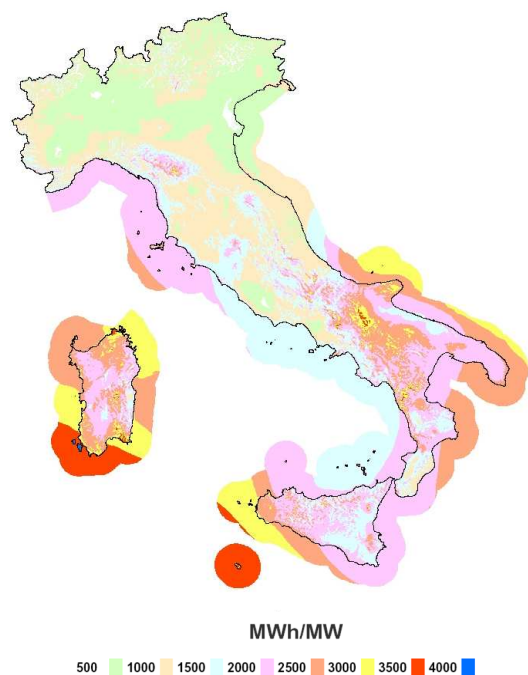


Figura 31 - Mappa eolica della producibilità specifica a 75 m dal suolo

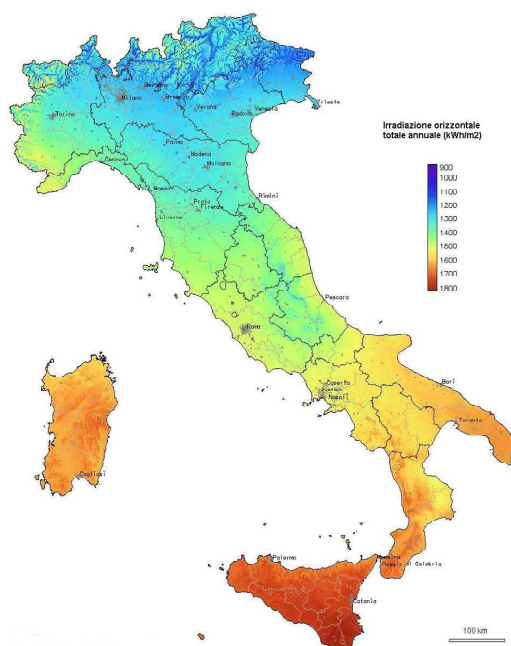


Figura 32 - Mappa della irradiazione orizzontale totale annuale

Questi impianti sono tuttavia caratterizzati da una fonte primaria discontinua che non rende possibile l'utilizzo a programma della potenza installata.

In Figura 31 è riportata la mappa della producibilità specifica della fonte eolica sul territorio italiano (fonte: Atlante Eolico dell'Italia – Ricerca di Sistema), dalla quale si evince che le aree ventose e quindi ottimali per installazioni di impianti eolici sono maggiormente concentrate nel Centro-Sud e nelle Isole Maggiori. La maggior parte delle richieste di connessione pervenute a Terna riguarda impianti localizzati in tali aree.

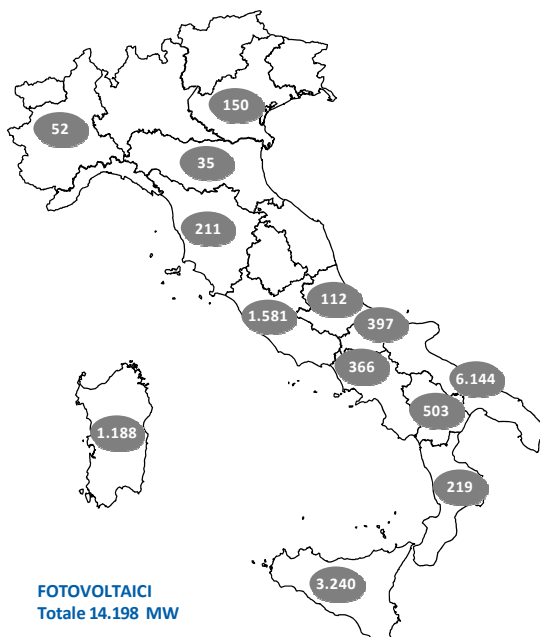


Figura 33 – Richieste di connessione di impianti fotovoltaici al 31 dicembre 2009<sup>21</sup> (MW)

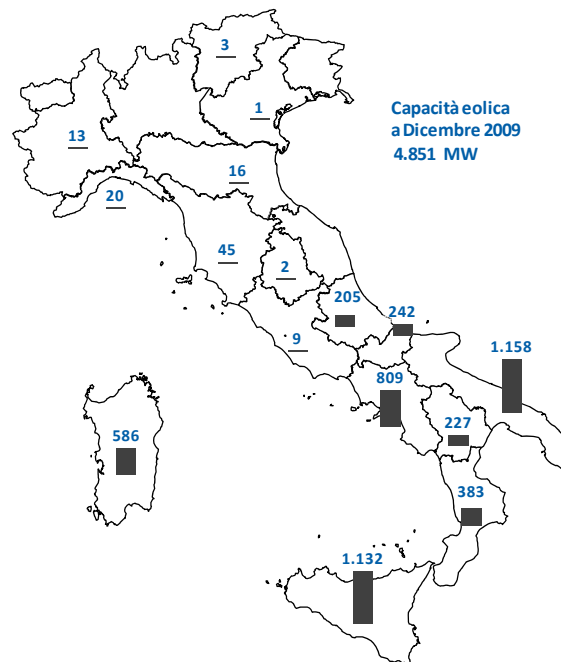


Figura 35 - Potenza eolica installata al 31 dicembre 2009 (MW)

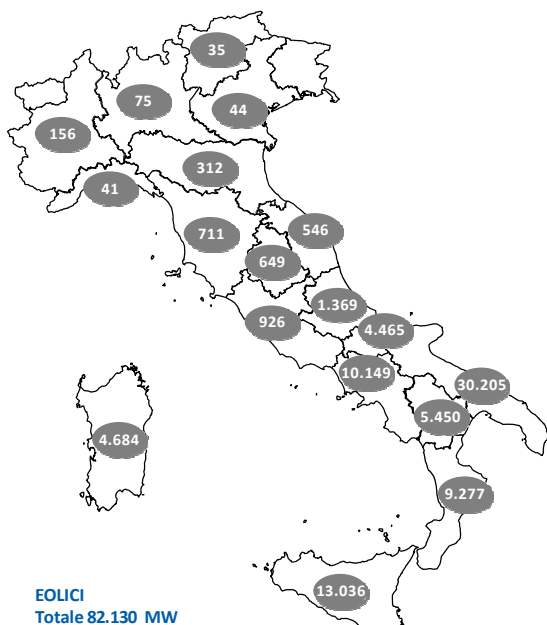


Figura 34 – Richieste di connessione di impianti eolici al 31 dicembre 2009 (MW)

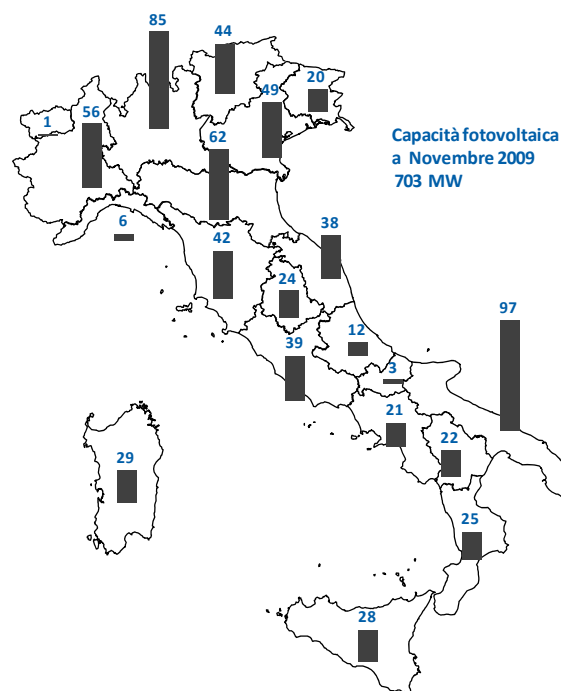


Figura 36 - Potenza fotovoltaica installata al 30 novembre 2009 (MW)

In totale le richieste di connessione di impianti eolici e fotovoltaici alla rete elettrica di trasmissione nazionale ammontano a circa 96.000 MW come evidenziato nella Figura 33 e nella Figura 34, nelle quali è riportata l'entità in MW dell'ammontare delle richieste di connessione valide pervenute a Terna al 31 dicembre 2009.

Tuttavia statisticamente il numero di impianti effettivamente realizzati risulta inferiore rispetto alle richieste e pertanto non è semplice definire uno scenario attendibile che mostri l'evoluzione futura del parco produttivo eolico.

Nella Figura 35 e nella Figura 36 è rappresentata, per ogni regione, la potenza totale degli impianti eolici e fotovoltaici installati.

Al fine di avere un'idea della capacità che presumibilmente entrerà in servizio nel prossimo triennio, è possibile considerare gli impianti per i quali sono stati assunti dai proponenti impegni economici a copertura degli oneri di connessione alle reti di trasmissione e di distribuzione, mentre al fine di individuare uno scenario di sviluppo degli impianti eolici al 2014/2015 si possono considerare gli impianti che hanno accettato la soluzione di

<sup>21</sup> I dati non includono impianti di taglia inferiore ai 10 MVA connessi alla rete in MT



connessione e sottoscritto impegni per la progettazione di massima.

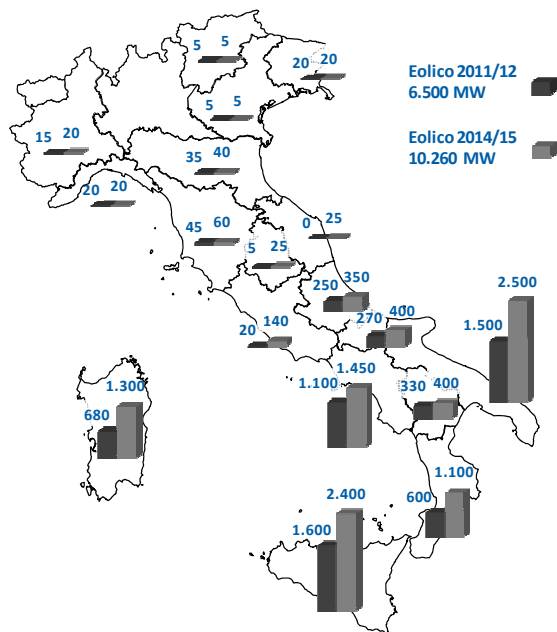


Figura 37 – Previsione di capacità produttiva da impianti eolici (MW)

Nella Figura 37 è rappresentata la previsione di capacità produttiva da fonte eolica ipotizzabile al 2011/12, ottenuta sommando gli impianti in servizio al 2009 e quelli che hanno assunto, come detto, impegni economici con i gestori di rete. Nella stessa figura è riportata l'analoga distribuzione territoriale al 2014/2015.

Si può osservare che la maggior parte degli impianti risultano localizzati nel Mezzogiorno e nelle Isole maggiori e che in totale si prevedono nel breve-medio periodo circa 6.500 MW di impianti eolici. Particolarmente significativa è la situazione nel lungo termine delle isole maggiori, della Puglia, Calabria e Campania che risultano i territori più favorevoli dal punto di vista della disponibilità del vento e nelle quali sarà installato circa la metà di tutti gli impianti eolici italiani.

Si fa presente che dalle suddette figure sono esclusi gli impianti connessi sulla rete MT del distributore che in alcune regioni raggiungono valori non trascurabili per una corretta pianificazione della rete AT/AAT per la quale è auspicabile un forte coordinamento tra i gestori di reti con obbligo di connessione di terzi.

### Interventi di sviluppo diretto per il potenziamento della capacità di interconnessione con l'estero

Nella definizione degli scenari di sviluppo finalizzati alla previsione dell'evoluzione del sistema elettrico, sono tenute in considerazione anche le proposte di realizzazione di interconnessioni private con l'estero (di seguito interconnector), avanzate secondo il quadro normativo comunitario e nazionale vigente.

Il D.M. 21 ottobre 2005 stabilisce, infatti, modalità e criteri per il rilascio dell'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso a terzi per linee di interconnessione in corrente continua o alternata che colleghino nodi - a tensione superiore o pari a 120 kV - appartenenti a reti elettriche di Stati diversi realizzate da soggetti non titolari di concessioni di trasporto e distribuzione di energia elettrica.

Al fine di valutare l'impatto di tali interconnector privati sul sistema di trasmissione ed effettuare una stima preliminare dell'incremento di capacità di trasporto registrabile in import nel sistema elettrico italiano, vengono condotte attività di modellazione ed esame sia di uno scenario di breve-medio termine, sia di uno di più lungo periodo, avvalendosi anche di studi precedentemente elaborati nell'ambito di indagini sempre incentrate sulla valutazione del rafforzamento dell'interconnessione della rete italiana con quella dei sistemi elettrici confinanti.

Tenuto conto delle linee di interconnessione private già autorizzate, che alcuni interconnector presentano un iter autorizzativo già avviato e/o semplificato e che alcuni proponenti hanno già coinvolto i gestori delle reti di trasmissione estere interessate, nel medio termine potrebbero prevedersi alla frontiera Nord interconnector privati che apportino un incremento di capacità stimabile in un valore compreso tra i 1.000 e i 2.000 MW. Tale valore è suscettibile di modifiche anche in base alla variazione dei punti di connessione degli interconnector e in base al mancato completamento di interventi di sviluppo interni previsti nello stesso arco temporale.

Lo scenario di riferimento di lungo termine risulta più complesso anche perché lo spazio per ulteriori interconnector - specie sul livello AAT - appare strettamente legato all'evoluzione degli interventi allo stato attuale previsti o allo studio nel Piano di Sviluppo della RTN.

A tale proposito, tra le iniziative private entrate in esercizio nel corso del 2009 sulla frontiera Svizzera si segnala il collegamento 150 kV Tirano - Campo Cologno, mentre sono già autorizzate le interconnessioni AC a 132 kV Tarvisio - Arnoldstein (Austria) ed il collegamento sottomarino HVDC verso l'Albania.

Infine, la recente emanazione della legge 99/2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia", all'articolo 32, ha dato un ulteriore forte impulso al settore, richiedendo che Terna individuasse nuovi possibili progetti di interconnessione, prevalentemente localizzabili sulla frontiera Nord.

Si richiede inoltre che Terna programmi, costruisca ed esercisca tali nuovi asset a fronte di specifico finanziamento da parte di soggetti investitori terzi, definiti come al comma 5 del citato articolo.

Al riguardo, Terna – in stretta collaborazione con i TSO dei Paesi confinanti – ha immediatamente avviato i primi studi per una valutazione preliminare dei possibili progetti di interesse comune per entrambi i Gestori di Rete interessati dai progetti trans-frontalieri e nel contempo ha avviato gli studi di rete e le analisi preliminari volte ad identificare le opportunità realizzative.

In particolare, a valle delle suddette attività svolte in coordinamento con i Gestori di Rete confinanti - RTE, Swissgrid, Verbund ed ELES - sono stati identificati quali possibili corridoi di sviluppo le frontiere Francese, Svizzera e Slovena.

Ulteriori opportunità di interconnessione sono inoltre possibili verso il continente Africano.

Inoltre, associati ai nuovi interconnector, Terna individua anche una serie di lavori di sviluppo e di rinforzi della rete interna, funzionali sia al pieno utilizzo di tali nuovi asset, sia al migliore esercizio dell'intero sistema nazionale.

#### 2.4.2 Scenari energetici alternativi di lungo termine

Nell'ambito delle politiche messe in atto dalla Comunità europea relativa al pacchetto Clima energia concordato nel dicembre 2008, nuovi scenari di sviluppo si stanno prospettando.

I due principali driver di riferimento per la pianificazione della rete di trasmissione, ossia produzione e consumo sono caratterizzati da evoluzione nel tempo ad oggi guidata da parametri per lo più di natura macro-economica; la valutazione di tali variabili non può prescindere dall'analisi di tematiche più generali, quali la maggiore attenzione al tema ambiente e le politiche governative sui temi energetici, nei modi e nella misura in cui le Autorità ne danno attuazione.

Gli obiettivi del Pacchetto energia – cambiamenti climatici così come definiti dal Consiglio Europeo nel marzo 2007 – si propongono, entro il 2020, di:

- ridurre del 20% le emissioni di gas serra, da portare al 30% in caso di accordo internazionale post Kyoto;
- grazie ai progressi tecnologici<sup>22</sup>, portare al 20% la quota di energie rinnovabili sul consumo di energia;

<sup>22</sup> I progressi tecnologici hanno permesso, ad esempio, di aumentare di 100 volte la potenza delle turbine eoliche, portandola in 20 anni da un valore di 50 kW a 5 MW per unità e riducendone i costi del 50%. In questo modo, la

– migliorare del 20% l'efficienza energetica.

Con direttiva successiva, il Parlamento ne ha stabilito gli obblighi, fissando in particolare per l'Italia il 17% per la produzione da fonte rinnovabile (cfr. Figura 38).

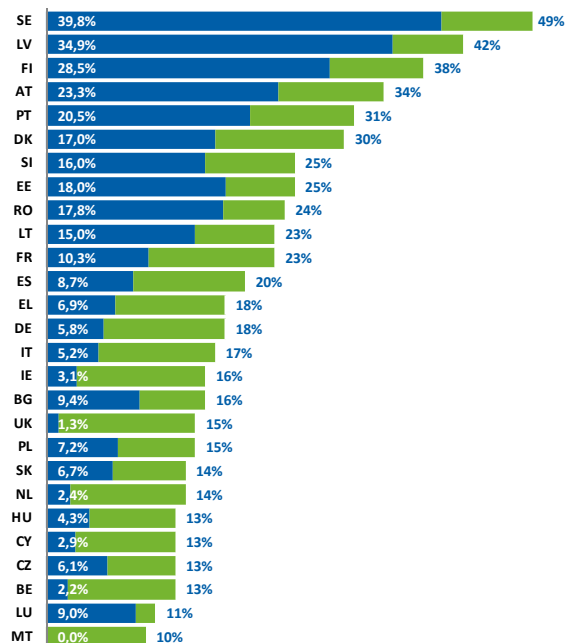


Figura 38 - Obiettivi della Direttiva Europea di produzione da fonte rinnovabile

Le politiche messe in atto dal governo nazionale nel corso degli ultimi anni, hanno costituito uno stimolo nella produzione rinnovabile come si evince dal paragrafo 3.4.1, traducendosi da subito come *input* al processo di pianificazione della rete.

La possibilità di espandere le energie rinnovabili in Italia tiene conto della particolare configurazione del nostro territorio, della migliore collocazione della distribuzione territoriale delle fonti primarie rinnovabili (in particolare sole e vento), dei vincoli paesaggistici e della struttura della rete elettrica. Sulla base delle valutazioni preliminari sul potenziale teorico di produzione delle energie rinnovabili il governo italiano ha stimato il target per ciascuna fonte energetica. Nel seguito si confrontano i dati a consuntivo al 2008 con i rispettivi target così come definiti dal Governo nel Position Paper del 2007.

capacità installata è aumentata di 24 volte negli ultimi dieci anni ed è ora arrivata in Europa a 40 GW, corrispondente al 75% della capacità globale.

Tabella 7 - Target di lungo periodo  
(fonte: Position Paper del Governo Italiano)

Fonte	2008		2020	
	GW	TWh	GW	TWh
Idroelettrica	17,6	41,6	20	43,2
Eolica	3,6	4,9	12	22,6
Solare	0,4	0,2	9,5	13,2
Geotermica	0,7	5,5	1,3	9,7
Biomasse	1,6	7,5	2,4	14,5
Ondoso	0	0	0,8	1
Totale	23,9	59,7	46,2	104,2

Il potenziale rinnovabile si dovrebbe concentrare nelle regioni del Sud Italia dove è necessario creare le condizioni più idonee al fine di permettere lo sviluppo delle nuove iniziative, ipotizzando nuovi investimenti di sviluppo della RTN finalizzati a garantire la produzione degli impianti in servizio e favorire la connessione del futuro parco di generazione. In via preliminare è ipotizzabile la necessità di ulteriore rinforzo della rete tra le attuali zone Sud e Centro Sud con nuove dorsali ad altissima tensione al fine di veicolare il surplus di energia verso il Nord Italia. Dovendo i nuovi elettrodotti garantire elevate capacità di trasporto non si esclude di ipotizzare il ricorso a soluzioni tecnologiche in corrente continua.

In merito all'attuazione delle politiche sulla riduzione dei consumi, prescindendo dalla contrazione registrata nel corso degli ultimi due anni legata alla crisi economica e non a politiche virtuose, questa costituisce una grande sfida non solo per l'intero settore elettrico ma anche per quello sociale. Se per concezione ambientale si intende l'attitudine protesa dagli individui, delle comunità e delle pubbliche istituzioni sul fronte della riduzione dei consumi energetici, la sfida della riduzione dei consumi si traduce non solo nell'utilizzo di tecnologie sempre più efficienti ma anche nella concreta ipotesi che nel prossimo futuro i consumatori siano parte attiva nel controllo dell'energia richiesta dalla rete di trasmissione, partecipando alla generazione distribuita su larga scala.

### 2.4.3 Smart Grid

Il soddisfacimento del fabbisogno energetico nonché la necessità di ridurre emissioni inquinanti e/o clima alteranti sta generando un profondo cambiamento nella configurazione dei sistemi elettrici: il concetto di generazione tradizionalmente effettuata in grandi siti

centralizzati afferenti alla rete di trasmissione viene progressivamente sostituita da impianti di piccola taglia da connettere alla rete di distribuzione in prossimità degli utenti.

Attualmente le problematiche connesse a questo nuovo tipo di architettura elettrica si traduce oggi nella necessità da parte dei Distributori di verificare ed eliminare i limiti di penetrazione di questo tipo di generazione diffusa; l'intervento dei distributori si deve estendere anche alle modifiche di architettura e coordinamento dei sistemi di protezione, regolazione e automazione delle cabine primarie.

Il sistema di trasmissione è coinvolto in queste profonde modifiche strutturali della rete di distribuzione, che si sta evolvendo dalla sua funzione storicamente "passiva" verso una attiva gestione delle risorse energetiche distribuite (intese come generatori, carichi controllabili e dispositivi di accumulo) e/o riconfigurazioni rapide della topologia di rete.

Nel prossimo futuro tale tendenza si evolverà rendendo necessario anche uno sviluppo della rete di trasmissione con modalità multi-funzione (Figura 39), ovvero in grado di evacuare il surplus della generazione distribuita ma al contempo garantire la riserva laddove fosse necessario.

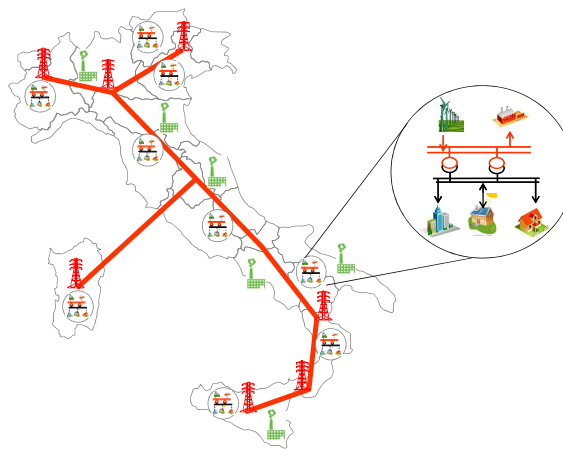


Figura 39 - Modello di evoluzione della rete di trasmissione – Supergrid

A tal proposito si deve registrare la crescente necessità di coinvolgere i distributori ed i grossi utenti nel coordinamento dei sistemi di controllo e di protezione al fine di permettere un esercizio in sicurezza del sistema elettrico così come si andrà a modificare (reti di distribuzione attive, smart grid)

Nell'ambito di realizzare una rete intelligente che risponda alle filosofie e ai criteri della smart grid, garantendo l'affidabilità della rete di trasmissione, lo sfruttamento della rete esistente, la flessibilità del sistema elettrico, l'accessibilità alla rete elettrica e la produzione da fonte rinnovabile anche non direttamente connessa alla RTN, nonché il miglioramento dell'economicità del sistema elettrico, Terna ha tra l'altro pianificato alcuni

interventi, in corso di realizzazione, che consentono:

- Il controllo flussi di potenza sulla rete AT/AAT tramite l'installazione di Phase Shifting Transformers (PST);
- Il telecontrollo e il telescatto in tempo reale degli impianti di generazione e di alcuni componenti della rete, tra i quali citiamo il monitoraggio della temperatura dei conduttori di linea;
- la regolazione di reattivo tramite l'installazione di nuovi componenti elettronici di potenza (SVC);
- il dispacciamento ottimizzato in funzione dei diversi assetti di rete e di generazione disponibile, in particolare di quella rinnovabile.

A fronte della prevista crescita interna delle fonti rinnovabili occorre inoltre tenere in considerazione il potenziale sviluppo nel Mediterraneo meridionale. Nell'ambito di progetti di cooperazione internazionale è stato recentemente presentato il Piano Solare Mediterraneo. L'obiettivo concreto prevede l'installazione nella regione sud del Mediterraneo di 20 GW di nuova capacità da fonti rinnovabili (principalmente solare) entro il 2020 e che una parte dell'energia elettrica rinnovabile così prodotta possa essere esportata verso i paesi dell'Unione Europea. Qualora venissero create le opportune condizioni dal punto di vista regolatorio, normativo e finanziario, sarebbe necessario creare le infrastrutture per importare questa energia dal Nord Africa verso l'Europa centrale. A tal proposito l'Italia, avendo già studiato la fattibilità delle interconnessioni con Algeria, Libia e Tunisia, assumerebbe un ruolo chiave nello sviluppo delle infrastrutture elettriche a supporto del suddetto Piano Solare (cfr sez.2 paragrafo 2.6).

## 2.5 Criticità previste ed esigenze di sviluppo della RTN

Nel presente paragrafo si descrivono le esigenze e le criticità della RTN rilevate mediante studi di rete nell'assetto previsionale. Sono state infatti analizzate, attraverso simulazioni di possibili scenari futuri, le aree dove, a seguito dell'incremento del fabbisogno stimato e/o della prevista entrata in servizio di nuove centrali autorizzate, potrebbero verificarsi delle criticità per il sistema elettrico per problemi di sicurezza o adeguatezza.

### 2.5.1 Copertura del fabbisogno nazionale

Uno dei principali obiettivi dello sviluppo della rete è quello di garantire la copertura del fabbisogno nazionale, mediante la produzione di energia elettrica con adeguati margini di riserva e di sicurezza.

Negli ultimi anni (paragrafo 2.4.1<sup>23</sup>) si è assistito a un graduale processo di rinnovamento del parco di produzione italiano, che continuerà nel prossimo decennio con la realizzazione delle centrali di produzione autorizzate. Integrando tali informazioni con le previsioni sull'import e con le caratteristiche del parco produttivo attuale e confrontando i risultati ottenuti con la stima di crescita del fabbisogno di energia elettrica, si è in grado di valutare l'esistenza o meno di criticità relative alla copertura delle punte di potenza con gli opportuni margini di riserva di planning<sup>24</sup>.

Come già accennato nel paragrafo 2.3.1, è inoltre opportuno considerare l'ulteriore variabile relativa alla disponibilità di energia all'estero. Nonostante si preveda un incremento di capacità produttiva nell'Europa centro-meridionale (Figura 40) è ragionevole considerare anche l'eventualità di una ridotta disponibilità di import dall'estero.

Analizzando gli attuali transiti su tutta la frontiera nord (paragrafo 2.5.3) emergono dei periodi in cui i flussi di potenza sono nettamente inferiori all'NTC allocata sulla stessa frontiera. Questo effetto unitamente a quanto detto precedentemente può portare a considerare anche scenari futuri che prevedono un ridotto import dalla frontiera nord.

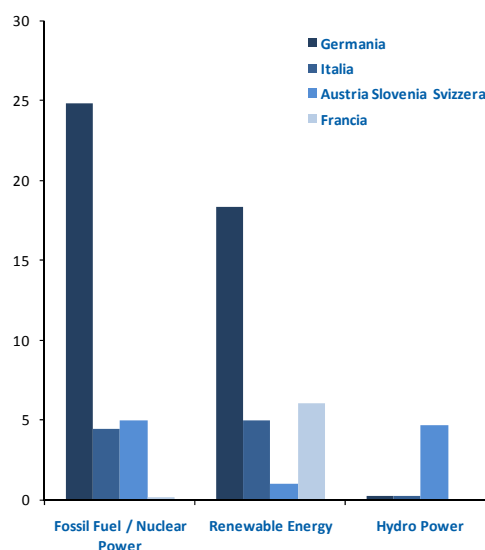


Figura 40 - Incremento di capacità produttiva disponibile in Europa centro-meridionale, 2010-2015 (GW) (FONTE: ENTSO-E - System Adequacy Forecast - scenario B)

Per identificare gli scenari rilevanti per la pianificazione della rete è necessario combinare le previsioni di evoluzione della domanda con le previsioni di evoluzione della generazione. Lo

<sup>23</sup> Sviluppo del parco produttivo nazionale

<sup>24</sup> Per riserva di planning si intende il margine di produzione necessario per far fronte alla punta con l'affidabilità richiesta, al netto della potenza installata comunque non disponibile (es. per accordi locali, arresti di lunga durata, indisponibilità di carattere idrologico,...).

sviluppo del parco produttivo nazionale tuttavia è legato da un lato alla consistenza degli impianti autorizzati, dall'altro alla probabilità che tali impianti vengano effettivamente realizzati. In particolare, questa ultima circostanza è tanto più probabile quanto maggiore è la crescita del fabbisogno e la capacità della rete di trasportare le nuove potenze.

La combinazione di previsioni di domanda, ipotesi di sviluppo della capacità produttiva e di disponibilità di potenza all'estero porta all'individuazione dei due scenari rilevanti di seguito descritti.

Il primo (scenario A) è caratterizzato da una bassa crescita del carico (coerente con il valore minimo del range indicato nelle previsioni della domanda di energia del paragrafo 2.4.1), dall'entrata in servizio delle sole centrali in fase di realizzazione e da ridotti livelli di importazione dall'estero. Non considerando in servizio parte delle centrali autorizzate e prevedendo una minore disponibilità di import, lo scenario in questione è quello cui si hanno meno margini di riserva disponibile.

Il secondo (scenario B) è contraddistinto dalla massima crescita del carico, dalla realizzazione di tutte le centrali attualmente in costruzione e previste (considerando anche le centrali che ad oggi non hanno avviato il cantiere) e con una disponibilità di potenza dall'estero coerente con i previsti sviluppi della capacità di interconnessione. Questo scenario, che associa la massima crescita del fabbisogno ad un'elevata disponibilità di capacità produttiva ed import, è quello in cui si ha la massima disponibilità di riserva necessaria alla copertura del fabbisogno.

Nella Figura 41 è riportata la proiezione dei margini di riserva di planning (attorno al valore del 20%) disponibili nei prossimi 10 anni, determinata in assenza di sviluppo di rete, nei due scenari su

descritti. Si può osservare che i margini di riserva di planning tenderanno ad essere sempre più ridotti (scenario A) in quanto i benefici derivanti dall'ingresso dei nuovi impianti di produzione sarebbero vanificati dall'incremento della domanda e dalla presenza di limitazioni di rete, che non permetterebbero il pieno sfruttamento delle centrali. Infatti la nuova capacità di generazione risulterà in buona parte operativa in zone della rete già congestionate o talvolta prossime ai limiti.

La curva rappresentativa dello scenario A presenta un lieve decremento tra il 2007 ed il 2008 giustificato dal fatto che si sono realizzate centrali in zone già congestionate e che non hanno visto concretizzarsi interventi di rete tali da ridurre gli attuali vincoli. Nel 2009 si osserva un sensibile incremento della curva dovuta essenzialmente alla riduzione della domanda registrata nell'ultimo anno; per lo stesso motivo nei prossimi 10 anni non si prevede una riduzione della riserva di planning al di sotto del 20%.

Benché nello scenario B si evidenzia un decremento più lento dei margini di riserva rispetto a quello descritto nello scenario A, si possono prevedere possibili criticità in un orizzonte temporale di più lungo periodo.

È necessario pertanto intervenire per rinforzare le sezioni critiche, ridurre o rimuovere i vincoli che condizionano e condizioneranno il funzionamento di impianti di generazione nuovi ed esistenti e realizzare ulteriori collegamenti con quei Paesi che presentano un surplus di capacità produttiva, rendendo così pienamente disponibili ulteriori quantitativi di potenza indispensabili per il soddisfacimento della domanda di energia del Paese.

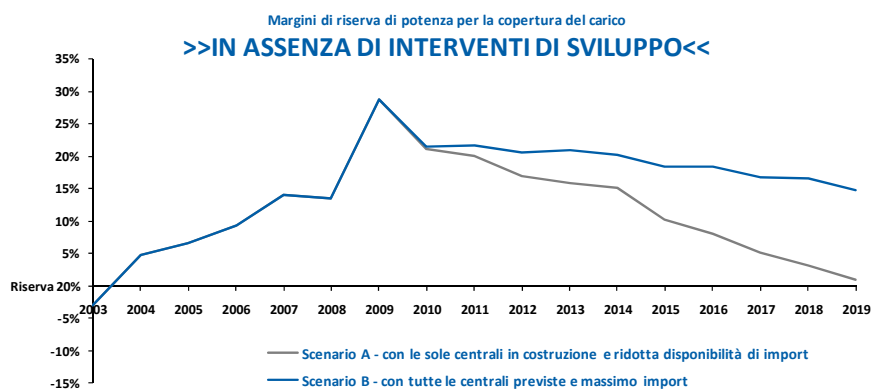


Figura 41 - Margini di riserva di potenza per la copertura del carico

## Adeguatezza del parco produttivo italiano nel lungo periodo

Lo sviluppo di nuove centrali di generazione non avviene più sulla base di piani nazionali centralizzati, ma a seguito delle iniziative delle varie società di produzione che, normalmente, per la definizione dei piani di investimento fanno riferimento ai segnali di mercato previsti nel breve – medio periodo, che permettono di stimare il prezzo atteso del kWh.

Questo approccio associato ai tempi non trascurabili di autorizzazione e realizzazione di una centrale rischia di creare dei cicli di surplus/deficit dell'offerta di generazione, denominati "boom-bust cycles", che si ripercuotono negativamente sull'affidabilità complessiva del sistema elettrico.

Alla luce di questi possibili rischi è stata svolta un'analisi – con approccio probabilistico – finalizzata a valutare gli indici di adeguatezza della generazione su orizzonte temporale predefinito, in modo anche da anticipare alle istituzioni interessate opportuni segnali relativi alla capacità di generazione aggiuntiva necessaria per garantire i livelli di adeguatezza richiesti (cfr. Deliberazione AEEG 48/04) in assenza di importazione dall'estero e senza considerare la rete di trasmissione e le relative perdite.

L'analisi prende in esame un modello del parco produttivo italiano all'anno orizzonte 2019 confrontandone i risultati ottenuti con i dati storici. I risultati di tale analisi sono espressi attraverso gli indici di affidabilità comunemente utilizzati i cui valori limite comunemente adottati per un sistema elettrico avanzato sono riportati in Tabella 8.

Tabella 8 - Valore indici di affidabilità

Indici di affidabilità	Valori di riferimento
EENS <sup>25</sup>	<10 <sup>-5</sup>
LOP <sup>26</sup>	<10 <sup>-5</sup>
LOLP <sup>27</sup> (%)	<1

Dato il lungo termine che caratterizza lo scenario analizzato la generazione disponibile presenta un grado di incertezza piuttosto elevato in particolare relativamente alla composizione della generazione aggiuntiva eventualmente necessaria per garantire l'affidabilità del sistema elettrico in termini di tipologia.

<sup>25</sup> EENS (Expected Energy not Supplied): valore atteso dell'energia non fornita dal sistema di generazione rispetto a quella richiesta dal carico.

<sup>26</sup> LOP (Lack of Power): valore di EENS causato da una mancanza di capacità produttiva.

<sup>27</sup> LOLP (Loss of Load Probability): probabilità che il carico non sia alimentato.

Per questo motivo a livello iniziale sono stati considerati due scenari di sensitività:

- 68 GW alla punta di carico;
- 72 GW alla punta di carico.

Per entrambi gli scenari analizzati è stato preso in esame un parco di generazione di 110 GW complessivi (potenza efficiente netta installata), suddivisa fra:

- fonte termica: 65%;
- fonte idrica: 19%;
- fonte rinnovabile: 16%.

L'analisi svolta considerando un picco massimo di 68 GW non ha evidenziato difficoltà da parte della generazione disponibile ipotizzata a coprire la domanda con valori degli indici di affidabilità al di sotto dei limiti usualmente considerati, in particolare il LOLP rimane al di sotto dell'1%, con un valore della *riserva di planning* pari al 25,4%.

Nell'ambito di tale scenario sono state considerate le isole non connesse al resto della rete italiana: in una situazione di totale indisponibilità dell'interconnessione con la penisola le sole nuove generazioni ipotizzate non sono in grado di garantire la copertura della domanda con sufficienti livelli di affidabilità. Il valore di LOP, in particolare, è superiore al livello limite di 10<sup>-5</sup> comunemente adottato negli studi affidabilistici e anche il LOLP è superiore al valore limite 1%. Di conseguenza per mantenere il valore di energia non fornita dovuta a mancanza di generazione al di sotto dei requisiti di affidabilità, senza collegamento con il continente, devono essere considerate risorse aggiuntive di generazione, da fonte programmabile, per un totale pari a circa 800 MW per la Sicilia e 600 MW per la Sardegna.

Analoghi risultati sono stati ottenuti ipotizzando un picco massimo di 72 GW. Anche in questo caso la generazione ipotizzata ha garantito la copertura della domanda con indici di affidabilità al di sotto dei valori limite, in particolare il LOLP rimane al di sotto dell'1%. In tale contesto la *riserva di planning*, raggiunge un valore poco sotto il precedente, circa il 23%<sup>28</sup>, sufficiente, comunque, per la gestione in sicurezza della rete.

Sempre in analogia con quanto fatto per lo scenario precedente sono state esaminate, nel dettaglio, le due isole, in assenza totale delle interconnessioni

<sup>28</sup> È opportuno rilevare che il valore di riserva di planning ricavato può essere influenzato in maniera rilevante dalla tipologia delle generazioni presenti in rete; in particolare la produzione da fonti rinnovabili, dipendendo dalla disponibilità della riserva primaria, non può essere considerata con una disponibilità equivalente a quella delle produzioni convenzionali.

con la penisola. In tale contesto le sole nuove generazioni previste non sono in grado di garantire la copertura del carico in modo sufficientemente affidabile. Si può notare come i valori di LOP siano superiori al livello limite di  $10^{-5}$  comunemente adottato e anche il LOLP supera l'1,1%. Di conseguenza per mantenere il valore di energia non fornita, dovuta a mancanza di generazione al di sotto dei limiti, senza il collegamento con il continente, devono essere considerate risorse aggiuntive di generazione, sempre da fonte programmabile, per un totale di circa 800 MW per la Sicilia, come nel caso precedente, e 700 MW, con ulteriori 100 MW aggiuntivi rispetto al primo scenario esaminato per la Sardegna.

### 2.5.2 Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione

Una porzione della rete rilevante è una porzione della RTN per la quale esistono, ai fini della sicurezza elettrica, limiti fisici di scambio dell'energia con altre zone confinanti. Tali limiti sono individuati tenendo conto che:

- la capacità di trasporto di energia elettrica tra le zone contigue deve risultare limitata nelle situazioni osservate di funzionamento più frequenti, nel rispetto dei criteri di sicurezza previsti per l'esercizio della RTN;
- l'attuazione dei programmi di immissione e prelievo di energia elettrica non deve, in generale, provocare congestioni significative al variare delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna area geografica, con la corrispondente rete integra e sulla base degli stessi criteri di sicurezza di cui al precedente punto;
- la dislocazione potenziale delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna zona non devono, in generale, avere significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone.

Le zone della rete rilevante possono corrispondere ad aree geografiche fisiche, essere delle zone virtuali (ovvero senza un corrispondente fisico), oppure essere dei poli di produzione limitata; questi ultimi costituiscono anch'essi delle zone virtuali la cui produzione risulta affetta da vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico.

Attualmente la RTN è suddivisa in sei zone e prevede cinque poli di produzione limitata come riportato in Figura 42.

Come già evidenziato nel paragrafo 2.4.1, la nuova capacità produttiva risulta distribuita prevalentemente nell'area Nord e nel Sud del Paese, ovvero in aree che attualmente sono soggette a congestioni. Di conseguenza, sebbene i flussi commerciali e fisici sulle interconnessioni

siano difficilmente prevedibili perché influenzati dalla disponibilità di gruppi di produzione e linee elettriche e dall'andamento dei prezzi del mercato elettrico italiano e dei mercati confinanti, è prevedibile già nel breve-medio periodo, in assenza di un opportuno sviluppo della RTN, la presenza di maggiori criticità di esercizio che non renderanno possibile il pieno sfruttamento delle entranti e future risorse produttive.

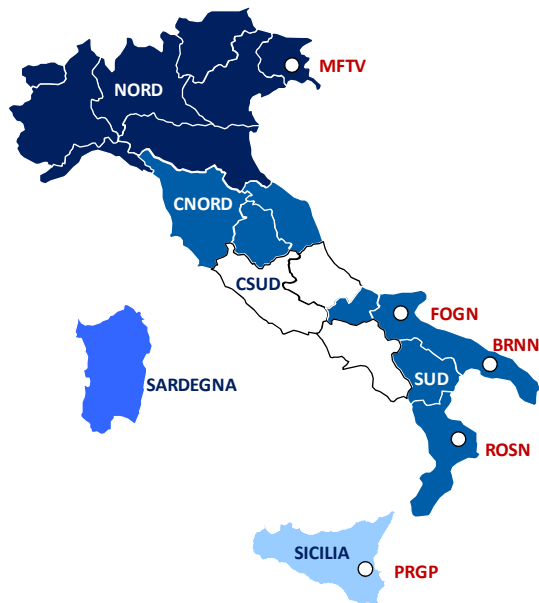


Figura 42 - Conformazione delle zone e dei poli limitati della rete rilevante

Rispetto alla attuale suddivisione il forte incremento di potenza disponibile nell'area Nord Ovest del Paese comporta un aggravio delle criticità d'esercizio della rete che interconnette la regione Piemonte con la regione Lombardia. Sono previsti infatti notevoli flussi di potenza in direzione Nord Ovest – Nord Est che andranno a peggiorare i transiti, già elevati, verso i nodi di Castelnuovo e dell'area di Milano e il manifestarsi sempre più frequente di congestioni di rete intrazonali che già ora interessano quell'area. Senza opportuni rinforzi di rete è ragionevole ipotizzare il mancato sfruttamento di parte degli impianti di produzione presenti in Piemonte e nella parte ovest della Lombardia, rendendo inutilizzabile una buona parte della potenza disponibile per la copertura del fabbisogno nazionale.

Sempre nel breve-medio periodo è previsto un aumento dei transiti di potenza dall'area Nord verso il Centro-Nord. Tale sezione attualmente è caratterizzata da flussi di potenza squilibrati verso la dorsale adriatica, a causa della presenza di una consistente produzione termoelettrica sulla dorsale tirrenica, con condizioni di criticità in termini d'esercizio e congestioni. Negli scenari di generazione ipotizzati, in assenza di interventi di sviluppo, è probabile un incremento di tali fenomeni a seguito dell'incremento dei flussi di

potenza dalla Lombardia verso il nord dell'Emilia Romagna. In questa sezione infatti transiterà l'eccesso di produzione proveniente dalla Lombardia e dal Piemonte.

Si evidenziano notevoli peggioramenti delle esistenti difficoltà di esercizio nell'area Nord-Est del Paese, soprattutto in assenza di opportuni sviluppi di rete. In particolare risulta confermata anche in futuro la presenza di vincoli di rete in prossimità del confine sloveno, che limitano il polo produttivo di Monfalcone formato dalle unità di produzione di Monfalcone e Torviscosa.



Figura 43 - Sezioni critiche

Come già evidenziato nel paragrafo 2.4.1 lo sviluppo della generazione non riguarderà solamente l'area Nord del Paese, dove è prevista la realizzazione di impianti termoelettrici per una potenza complessiva di circa 2.000 MW, ma anche il Mezzogiorno, dove si prevede di realizzare nuovi impianti termoelettrici per circa 2.900 MW. Pertanto, in presenza di un mercato concorrenziale, è prevedibile un aumento dei flussi di potenza dall'area Sud verso il Centro-Sud. Attualmente i flussi di potenza che interessano tale sezione sono in funzione della produzione di tutti gli impianti sottesi dalla sezione stessa ed in particolare degli impianti termoelettrici allacciati alla rete 380 kV appartenenti ai poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Rossano. Tale situazione determina la riduzione dei margini di sicurezza nell'area Sud e il degrado dei profili di tensione sui nodi della rete del Centro Sud. Inoltre, sulla dorsale adriatica, si aggiungeranno nuovi flussi di potenza da Sud verso la stazione di Villanova (circa 2.000 MW), determinando un peggioramento delle criticità di esercizio e delle congestioni (vedi Figura 43). Per cui si rendono necessari gli opportuni sviluppi di rete

per decongestionare il transito tra la zona Sud e Centro Sud.

La presenza di poli di produzione di ingente capacità in Puglia e in Calabria, contribuirà ad aumentare nel breve-medio periodo le criticità di esercizio della rete sulle sezioni interessate dal trasporto delle potenze verso i centri di carico della Campania. Inoltre, la realizzazione degli impianti di produzione autorizzati in Campania in aggiunta a quelli entrati in esercizio nel corso degli ultimi due anni (circa 3.000 MW), potrebbe determinare consistenti fenomeni di trasporto verso le regioni più a nord. Sono pertanto necessari interventi finalizzati a rinforzare la rete in AAT in Campania e in uscita dalla Puglia.

Particolari criticità sono prevedibili nell'esercizio della rete di trasmissione in Calabria dove, considerate le centrali esistenti di Rossano, Altomonte, Simeri Crichi e Rizziconi è necessario rendere possibile la produzione degli impianti esistenti e di quelli in corso di ultimazione.

Nelle due isole maggiori, considerato anche il forte sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili, devono essere previsti importanti rinforzi della rete.

In Sardegna, l'attuale collegamento in corrente continua con il Continente (SA.CO.I.), costruito nella metà degli anni '60, è caratterizzato da una limitata capacità di trasporto e da una esigua flessibilità di esercizio. Pertanto, considerando anche lo sviluppo potenziale della capacità produttiva eolica sull'Isola, è possibile il verificarsi di notevoli limitazioni per gli operatori elettrici della Sardegna nel mercato, che rendono necessaria la realizzazione di importanti infrastrutture di rete, in particolare verso il Continente, quali il collegamento SA.PE.I., attualmente in fase di completamento con il primo polo di 500 MW entrato in servizio a novembre 2009. È allo studio l'eventuale ricostruzione del SA.CO.I..

La Sicilia è attualmente interconnessa con il Continente attraverso un unico collegamento a 380 kV in corrente alternata e dispone di un sistema di trasmissione primario costituito essenzialmente da un anello a 220 kV con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto rispetto al carico previsto nella parte occidentale dell'Isola. Sono pertanto prevedibili sempre maggiori condizionamenti agli operatori nel mercato elettrico, in relazione allo sviluppo della generazione previsto sia in Sicilia (da fonti convenzionali e soprattutto rinnovabili), sia in Calabria. Tali circostanze richiedono consistenti opere di rinforzo della rete nell'Isola e con il Continente.



### 2.5.3 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione

In base a quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento, Terna, oltre a rinforzare la rete interna di trasmissione per consentire il miglior utilizzo del parco produttivo nazionale, ha il compito di sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi, al fine di garantire la sicurezza e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

Esistono diversi fattori a giustificazione della spinta verso un maggior livello di integrazione della rete elettrica Italiana con quella degli altri paesi, europei e non. I principali vantaggi tecnici che si ottengono sono il potenziamento generale del sistema, un miglioramento dell'esercizio in sicurezza e un ottimo utilizzo degli impianti. È possibile, inoltre, sfruttare al meglio la capacità produttiva dei grandi impianti già esistenti e dislocati presso le aree di estrazione del combustibile, come avviene ad esempio per le centrali a Carbone dell'Europa Centro-Orientale. Tramite il trasporto dell'elettricità, infatti, si rende possibile lo sfruttamento delle risorse energetiche primarie molto distanti dai punti di utilizzo evitando i problemi connessi al trasporto delle stesse su lunga distanza.

Nel processo di liberalizzazione del mercato elettrico europeo gli scambi di energia elettrica rivestono un ruolo importante considerato l'obiettivo comunitario di costruire un mercato integrato dell'energia elettrica in Europa, attraverso il raggiungimento di adeguati livelli di interconnessione. Per l'Italia questo assume una rilevanza particolare, considerata la differenza dei costi marginali di produzione fra la stessa Italia e gli altri Paesi Europei.

Dall'esame degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi emergono i seguenti elementi (in parte già evidenziati nei paragrafi 2.3.1 e 2.5.1), per i quali è possibile definire le strategie di sviluppo delle future interconnessioni:

- sulla frontiera Nord-Orientale (Figura 44 e Figura 45), nonostante nel corso del 2007 si sia verificata nei mesi estivi l'inversione dei flussi di potenza verso la Slovenia, a causa di un deficit temporaneo di produzione dall'area est, nel 2008 si è confermato un rilevante valore della capacità di trasporto in import in linea con il trend seguito fino all'anno 2006. Tale trend si è mantenuto nel corso del 2009 e potrebbe ulteriormente aumentare nel medio-lungo periodo;
- sulla frontiera Nord-Occidentale (Francia e Svizzera) si prevede un ulteriore incremento della capacità di importazione a fronte di un

differenziale di prezzo che, in base agli scenari ipotizzati, tenderà a mantenersi generalmente elevato;

- nel Nord Africa (Tunisia), a seguito dell'accordo tra il Ministro dello Sviluppo Economico italiano e dal Ministro dell'Industria e dell'Energia tunisino siglato a Tunisi il 7 agosto 2008, è prevista la realizzazione in Tunisia di una centrale elettrica da 1.200 MW, di cui 400 MW destinati al fabbisogno locale e 800 MW all'esportazione. Il 7 aprile 2009 è stata inoltre costituita ELMed Etudes S.A.R.L. società mista di diritto tunisino partecipata paritariamente da Terna e STEG il cui scopo è quello di svolgere in Italia ed in Tunisia le attività preliminari per la costruzioni e l'esercizio del collegamento;
- nell'area del Sud Est Europa (SEE) si riscontra una capacità produttiva nell'area diversificata e competitiva prevista in aumento nel medio-lungo periodo, grazie ai programmi di sviluppo di nuova generazione così come confermato dai report ENTSO di adequacy. Pertanto la regione del SEE può essere vista come un importante corridoio per l'importazione di energia a prezzi relativamente ridotti consentendo un accesso diretto ai mercati elettrici dell'Europa sud orientale con riduzione del percorso dei transiti in import.

In relazione a quanto detto, il potenziamento dell'interconnessione con i Balcani rappresenta una opportunità per il sistema Italia in quanto assicura:

- un canale di approvvigionamento di energia elettrica disponibile a prezzi sensibilmente inferiori sia nel medio che nel lungo termine;
- un'opzione di diversificazione delle fonti energetiche di approvvigionamento, in alternativa a gas e petrolio, sulla base delle ingenti risorse minerarie e idriche presenti nei paesi del Sud-Est Europa e grazie alle potenziali sinergie con i sistemi elettrici dei Paesi dell'area;
- l'opportunità di incrementare lo sviluppo e l'import da fonti rinnovabili, di cui l'area balcanica è naturalmente provvista;

Ulteriori benefici per il sistema elettrico nazionale derivanti dall'interconnessione con i sistemi elettrici dell'area SEE sono inoltre associati:

- all'apertura di nuove frontiere energetiche con i paesi dell'Europa orientale (Turchia, Ucraina, Moldova, Russia);
- alle prospettive di miglior sfruttamento nel lungo periodo degli asset di trasmissione esistenti (come ad esempio l'interconnessione con la Grecia);
- all'utilizzazione di scambi non sistematici, per ottimizzare il commitment e la gestione dei

vincoli di modulazione delle produzioni e per l'opportunità di trading in particolari situazioni (ad esempio notte-giorno, estate-inverno) o spot su evento;

- ai mutui vantaggi in termini di incremento della sicurezza e della stabilità dei sistemi: condivisione della riserva potenza (con conseguente riduzione dei costi di dispacciamento e degli investimenti in risorse di potenza di picco) e minori rischi di separazioni di rete;

Inoltre, un altro fronte che rappresenta una buona opportunità per lo sviluppo dell'interconnessione, è quello Maltese. Lo sviluppo verso tale frontiera potrebbe offrire la possibilità alla regione Sicilia di esportare la nuova produzione, fra cui quella da fonte eolica, e nel contempo aumentare i margini di sicurezza e stabilità delle due reti.

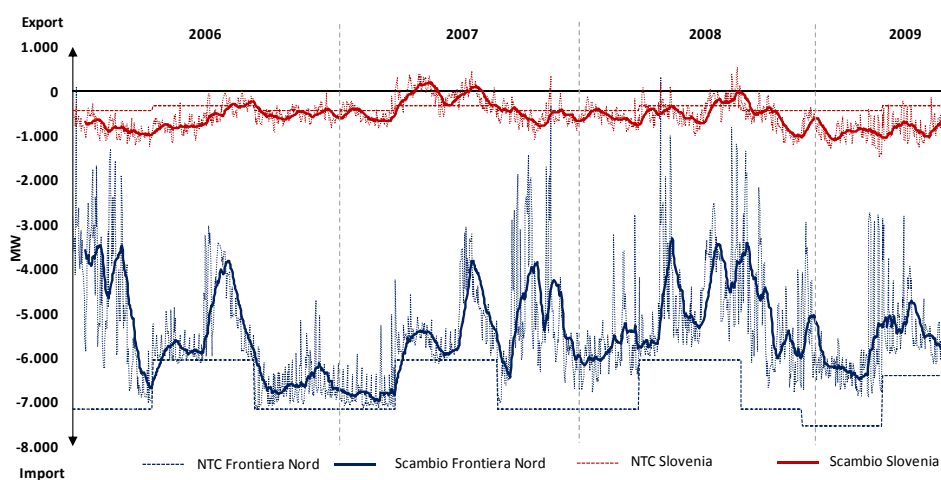


Figura 44 - Scambi sulla frontiera Nord Italiana – ore piene

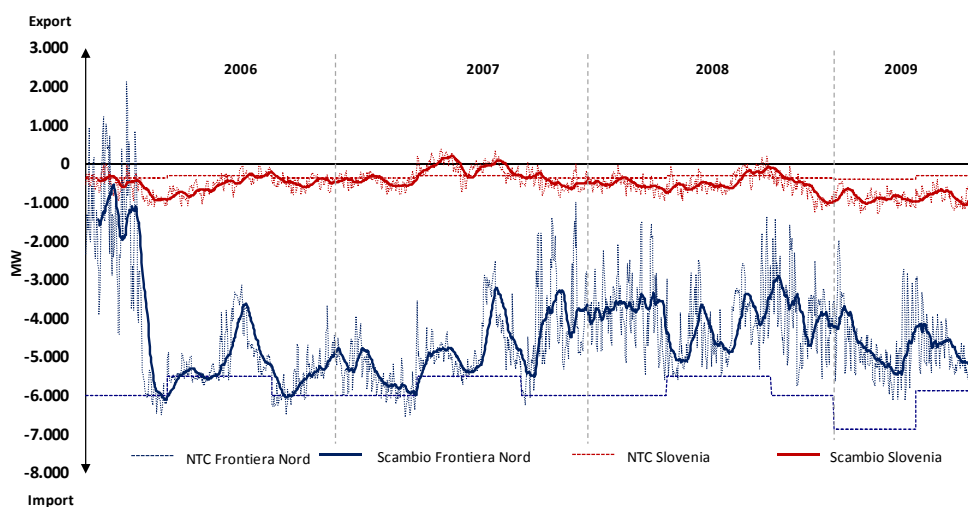


Figura 45 - Scambi sulla frontiera Nord Italiana – ore vuote

#### 2.5.4 Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio

Lo sviluppo della RTN è funzionale anche a superare altre problematiche di rete, legate essenzialmente alla sicurezza locale e alla qualità del servizio.

Per quanto riguarda la sicurezza locale, i problemi sono legati principalmente alla violazione del criterio N-1 (con aumento del rischio di disalimentazione) o al mancato rispetto dei limiti consentiti per i valori della tensione nei nodi della rete.

Per quanto riguarda la qualità del servizio le esigenze derivano dalla necessità di alimentare la rete AT di subtrasmissione da punti baricentrici rispetto alle aree di carico, riducendo le perdite, migliorando i profili di tensione nei nodi ed evitando il potenziamento di estese porzioni di rete AT, con evidente beneficio economico ed ambientale. Generalmente i problemi legati alla qualità del servizio sono individuabili anche nelle connessioni caratterizzate da alimentazione radiale e/o da schemi di impianto ridotti. Le criticità derivanti da questo tipo di connessioni possono essere di due tipi:

- strutturali, ovvero legate alla tipologia di apparecchiature di cui è dotato l'impianto d'utenza;
- di esercizio, ovvero legate alla modifica topologica della rete prodotta da smagliature o da assetti radiali talvolta necessari per evitare violazioni dei limiti di portata delle linee o delle correnti di corto circuito tollerabili dalle apparecchiature.

In tale ambito, la delibera n. 341/07 "Regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011" introduce meccanismi di incentivazione/penalità in relazione alla qualità del servizio reso.

Di seguito si riportano le aree critiche principalmente dal punto di vista della sicurezza locale.

Nella zona Nord-Est del Paese (in particolare le province di Treviso, Vicenza, Padova e Venezia) è concreto il rischio di degrado della sicurezza d'esercizio della rete di trasmissione ad altissima tensione, con maggiori criticità nell'alimentazione in sicurezza dei carichi dell'area in caso di fuori servizio di elementi della rete di trasmissione.

Nei grandi centri di carico della Lombardia e del Piemonte, a causa dell'incremento dei carichi non adeguatamente correlato alla localizzazione di nuove centrali di produzione o a nuove iniezioni di potenza verso la subtrasmissione, non sarà possibile, con la rete attuale, garantire la necessaria

sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche locali.

Nell'Emilia Romagna si è osservato un aumento dei carichi, in particolare nelle province di Modena e Reggio Emilia, con un eccessivo impegno delle linee AT, già attualmente prossime alla saturazione.

Nel nord della Toscana sono presenti severe limitazioni di esercizio. In particolare alcune problematiche sono presenti nella rete che alimenta l'area metropolitana di Firenze attualmente inadeguata a garantire, in sicurezza, l'alimentazione dei carichi.

La rete che alimenta l'area costiera adriatica nelle regioni Marche e Abruzzo presenta ad oggi delle potenziali antenne di esercizio necessarie per evitare, di tanto in tanto, violazioni del criterio di sicurezza N-1. Problematiche analoghe interessano l'area della provincia di Perugia.

L'area di Brindisi è caratterizzata da impianti non più adeguati a gestire in sicurezza la potenza prodotta nell'area ed anche la flessibilità di esercizio risulta limitata.

In Calabria sono prevedibili impegni delle linee AT prossimi alla saturazione e problemi di continuità e qualità del servizio nella parte meridionale della regione, attualmente alimentata dalla sola stazione di Rizziconi.

Le aree critiche per la qualità del servizio sono di seguito elencate.

La rete di subtrasmissione della Liguria alimenta la città di Genova e al contempo trasporta le ingenti potenze prodotte dal locale polo di generazione termoelettrica. Attualmente non è garantito, in prospettiva, un adeguato livello di continuità e affidabilità del servizio.

L'area compresa tra Asti ed Alessandria presenta criticità sulla rete 132 kV legate alla notevole potenza richiesta fornita da lunghe linee di portata limitata.

Nell'area a sud di Milano le trasformazioni AAT/AT nelle stazioni esistenti e la rete AT non garantiscono la necessaria riserva per l'alimentazione del carico previsto in aumento.

Critiche risultano le aree di carico delle province di Massa, Lucca e Arezzo dove sono presenti rischi di sovraccarico delle trasformazioni e delle linee esistenti, quest'ultime caratterizzate da un'insufficiente capacità di trasporto.

L'area metropolitana e più in generale la provincia di Roma è interessata da considerevoli problematiche associate alla limitata portata delle linee e alla carenza di infrastrutture che impongono un esercizio non ottimale della rete (con potenziali

rischi di disalimentazione dei carichi) causando ripercussioni sulla qualità del servizio e sulla sicurezza locale.

In Campania i problemi locali sono legati principalmente alla mancanza di punti di alimentazione della rete a 220 e 150 kV in un'ampia area a est del Vesuvio. Tale area è caratterizzata da una significativa densità di carico e, a causa dell'incremento della domanda di energia e dell'invecchiamento della rete, si sono assottigliati i margini di esercizio in sicurezza, con un concreto rischio di disservizi e disalimentazioni di utenza.

In Puglia, la rete di trasmissione è caratterizzata da un alto impegno delle macchine nelle stazioni di trasformazione. Particolarmente critiche risultano

l'area in provincia di Bari, caratterizzata da un carico industriale in aumento, e l'area in provincia di Lecce.

In Basilicata le criticità di rete sono dovute essenzialmente alla scarsa capacità di trasporto della rete in AT (soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti transiti di energia dovuti alla produzione degli impianti eolici), in particolare in uscita dalla stazione di trasformazione 380/150 kV di Matera (attualmente l'unica della Regione) ed ai livelli non ottimali di qualità del servizio nell'area di Potenza.

Infine in buona parte della regione Siciliana si registrano livelli non adeguati della qualità del servizio.

### 3 Pianificazione coordinata fra Gestori di Rete Europea (ENTSO-E)

Il 14 agosto 2009 è stato pubblicato sulla Gazzetta ufficiale dell'Unione europea L 211, un pacchetto di misure (il c.d. "Terzo Pacchetto Energia") contenenti disposizioni che vanno a modificare l'attuale assetto normativo comunitario relativo al mercato energetico europeo, con l'obiettivo anche di rafforzarne l'integrazione.

Il Terzo Pacchetto Energia, relativamente al solo capitolo energia, si compone di tre misure normative:

- Il Regolamento (Comunità Europea) n. 713/2009 che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER).
- La Direttiva 2009/72/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 2003/54/CE.
- Il Regolamento (CE) n. 714/2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il Regolamento (CE) n. 1228/2003 ("Regolamento Elettricità").

Il nuovo Regolamento n. 714/2009 dispone anche:

- l'obbligo per i Gestori di Rete di costituire una nuova organizzazione ENTSO-E stabilendone i compiti;
- definisce la procedura per la redazione di codici di rete e di codici di mercato sulle questioni transfrontaliere, in cooperazione con l'ACER;
- stabilisce le attività di cooperazione regionale dei TSO in ENTSO-E.

Le disposizioni contenute nelle Direttive Elettricità e Gas dovranno essere recepite negli ordinamenti degli Stati membri entro il 3 marzo 2011.

In anticipo rispetto ai tempi indicati dal Regolamento (CE), su base volontaria è stata costituita, il 1 luglio 2009, ENTSO-E (European Network Transmission System Operators for Energy) che ha sostituito di fatto le associazioni internazionali dei Gestori di Rete allora esistenti:

- ETSO: European Transmission System Operator Association;
- UCTE: Unione per il coordinamento della Trasmissione dell'Energia elettrica nell'Europa Continentale;
- ATSOI Association of the Transmission System Operators of Ireland;
- UKTSOI: UK Transmission System Operators Association;
- BALTSO: Baltic Transmission System Operators

- Nordel: Organisation for the Nordic Transmission System Operators (Danimarca, Finlandia, Norvegia e Svezia).

La nuova organizzazione si compone di 42 Gestori di rete di 34 Paesi; la stessa organizzazione si è dotata di tre Comitati (Market Committee, System Operation Committee, e System Development Committee), di un Gruppo Legale/Regolatorio e dei relativi Working Group.

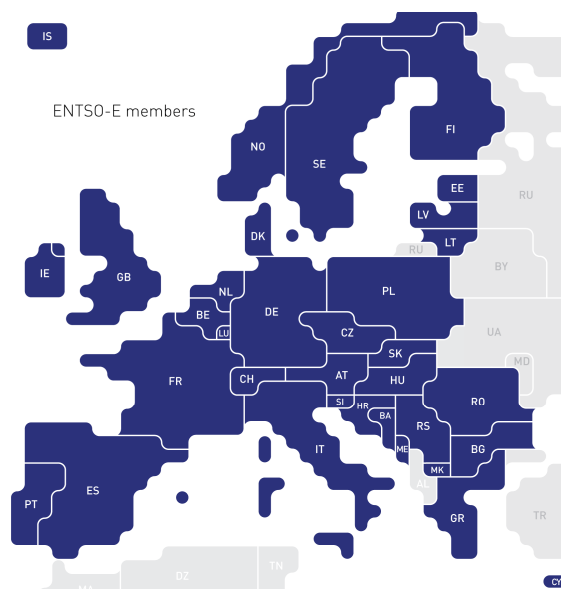


Figura 46 - Gestori di rete Europei membri ENTSO-E

Le attività in ambito ENTSO-E sono funzionali a promuovere il completamento ed il funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica e degli scambi transfrontalieri e a garantire la gestione coordinata e lo sviluppo della rete europea di trasmissione di energia elettrica.

All'art. 8 del citato Regolamento sono individuati i compiti della nuova organizzazione, in particolare:

ENTSO-E elabora codici di rete e di mercato, su questioni transfrontaliere e di integrazione dei mercati, con particolare riferimento a:

- sicurezza e affidabilità della rete, compresi gli aspetti relativi alla capacità di trasmissione e alla riserva operativa;
- connessione e accesso di terzi alla rete di trasmissione;
- scambio di dati;
- interoperabilità delle reti;
- procedure operative in caso di emergenza;
- assegnazione della capacità di trasporto e gestione delle congestioni;
- norme di bilanciamento;
- regole di trasparenza;

- armonizzazione delle strutture tariffarie di trasmissione e Inter-TSO Compensation;
- efficienza energetica delle reti.

Inoltre, nell'attuazione del Terzo Pacchetto Energia, la Commissione Europea si è posta l'obiettivo di affrontare le problematiche energetiche reali sia sotto il profilo della sostenibilità e delle emissioni dei gas serra che dal punto di vista della sicurezza dell'approvvigionamento e della dipendenza dalle importazioni, senza dimenticare la competitività e la realizzazione effettiva del mercato interno dell'energia, promuovendo una pianificazione coordinata dello sviluppo della rete di trasmissione europea attraverso la definizione di un Piano di Sviluppo Europeo non vincolante (art. 8 comma 3 Regolamento n. 714/2009) al fine di programmare gli investimenti e tenere sotto controllo gli sviluppi delle capacità delle reti di trasmissione in modo da identificare tempestivamente possibili lacune, in particolare per quanto riguarda le capacità transfrontaliere.

In tema di pianificazione, l'organizzazione ENTSO-E si è dotata di sei Regional Groups (North Sea, Baltic Sea, Continental South West, Continental Central South, Continental South East, Continental Central East).

### 3.1 Indirizzi di sviluppo delle reti in ambito europeo

Lo sviluppo della rete di trasporto è influenzato principalmente da due parametri: il consumo e la generazione.

Se il consumo dovrebbe seguire un tasso di crescita piuttosto contenuto come conseguenza di politiche di efficienza energetica, la generazione sarà fortemente influenzata dallo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile e dal rinnovamento di vecchi impianti convenzionali. Risulta infatti che i progetti già presentati ai Gestori di rete per i prossimi 10 anni dovrebbero portare ad un aumento netto di capacità installata, nell'ambito dell'Europa Continentale, di circa 200 GW nel periodo 2009-2020 (inclusi 100 GW di energia rinnovabile diversa dall'idrica, fonte ENTSO-E).

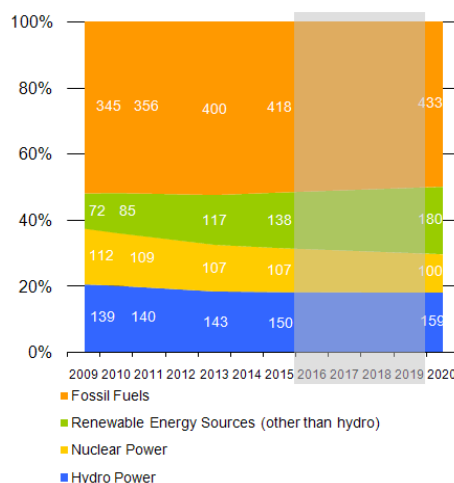


Figura 47 - Previsione Sviluppo del Parco produttivo Europa Continentale 2009-2020 [GW] (fonte: ENTSO)

Mentre per il consumo nello stesso periodo sono previsti circa 80 GW, questo sbilanciamento potrebbe mettere in dubbio alcune iniziative di produzione incrementando l'incertezza nel dimensionamento della rete, mentre non è ancora possibile parlare delle ricadute dei nuovi target 20-20-20, coi quali ogni Paese dovrà a breve confrontarsi.

Il Piano di Sviluppo della rete dell'Europa Continentale, aggiornato nell'aprile 2009, viene di seguito sintetizzato dettagliando gli interventi ricadenti nei gruppi regionali di appartenenza (Continental Central South Regional Group e Continental South East Regional Group).

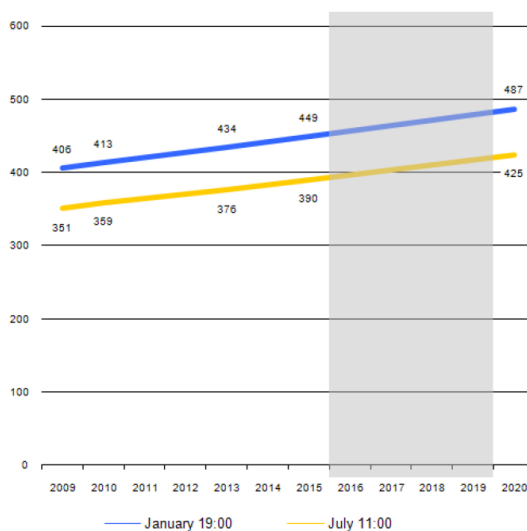


Figura 48 - Previsione Crescita del Carico Europa Continentale 2009-2020 [GW] (fonte: ENTSO)

### 3.1.1 Continental Central South Regional Group

Il Continental Central South Regional Group si compone oltre all'Italia da Francia (FR), Svizzera (CH), Germania (DE), Slovenia (SI) e Austria (AT).

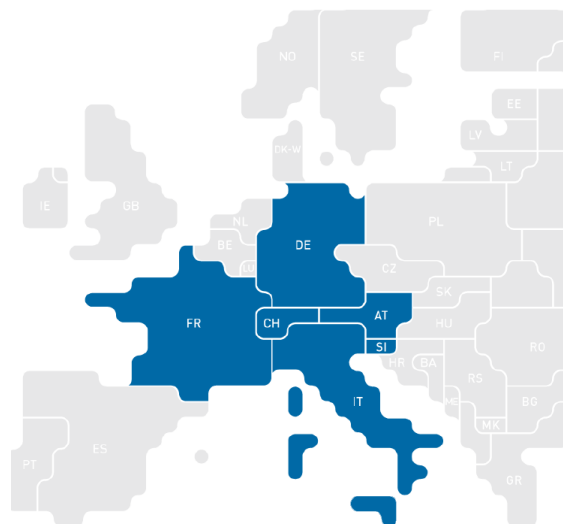


Figura 49 - Organizzazione Central South Regional Group

I principali interventi di interconnessione riguardano le seguenti frontiere:

Italia - Francia: installazione di un dispositivo di controllo dei flussi di potenza (PST) sulla rete 220 kV presso la stazione italiana di Camporosso; un nuovo collegamento in corrente continua tra Piossasco (IT) e Grande'Île (FR).

Sono altresì allo studio alcuni rinforzi di rete tra Francia e Svizzera, infatti attualmente i flussi di potenza tra i due Paesi dipendono in maniera consistente sia dalla produzione idroelettrica nelle Alpi e che dallo scambio sul confine Italiano:

Italia - Austria: potenziamento direttrice Lienz (AT) – Cordignano (IT), progetto già riconosciuto tra i Progetti di Interesse Comuni individuati nell'ambito del programma comunitario "Reti trans europee nel settore dell'Energia Elettrica (TEN-E)", con Decisione 1364/2006/CE; è allo studio un nuovo collegamento con la futura stazione di Nauders (AT).

Altri progetti, più a lungo termine, coinvolgono Francia, Austria e Italia e riguardano l'utilizzo dei corridoi Europei per il trasporto su rotaia da sfruttare per realizzare nuovi collegamenti elettrici (cfr. Tunnel del Brennero).

Italia – Slovenia: dopo l'installazione presso la stazione elettrica 220 kV di Padriciano (IT) del PST per la gestione in sicurezza della frontiera 220 kV Italia – Slovenia, è prevista per il 2010 l'installazione di un analogo dispositivo sul livello 380 kV presso la stazione Slovena di Divacca; potenziamento della

capacità di interconnessione Italia – Slovenia attraverso un nuovo collegamento 380 kV "Udine Ovest (IT) – Okroglo (SI)", progetto, già riconosciuto tra i Progetti di Interesse Comuni individuati nell'ambito del programma comunitario "Reti trans europee nel settore dell'Energia Elettrica (TEN-E)", con Decisione 1364/2006/CE.

Tra le possibili interconnessioni con Paesi non membri dell'ENTSO-E, è previsto un nuovo collegamento in corrente continua tra Tunisia e la regione Siciliana ed un nuovo collegamento marino tra l'isola di Malta e la Sicilia.

### 3.1.2 Continental South East Regional Group

Il Continental South East Regional Group si compone oltre all'Italia da Slovenia (SI), Croazia (HR), Ungheria (HU), Bosnia (BA), Montenegro (ME), Serbia (RS), Macedonia (MK), Romania (RO), Bulgaria (BG), Grecia (GR).

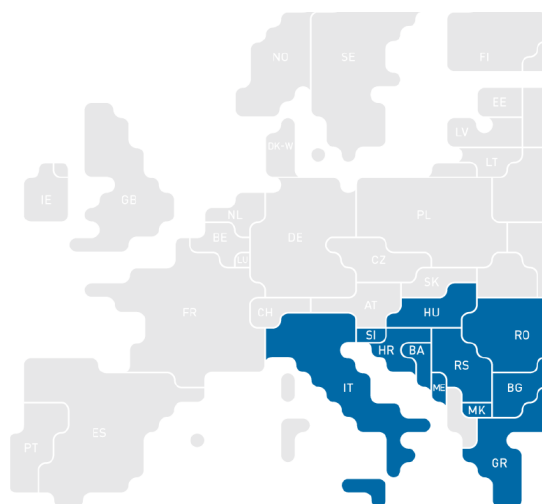


Figura 50 - Organizzazione South East Regional Group

Oltre al già previsto nuovo collegamento Italia – Slovenia è previsto in particolare un nuovo progetto di interconnessione con il Montenegro.

Italia – Montenegro: nuovo collegamento in corrente continua tra il nodo Italiano di Villanova ed il Montenegro (futuro nodo di Tivat), il pieno utilizzo del collegamento è garantito anche dagli sviluppi interni previsti nell'area dei Balcani.

Altri progetti, che coinvolgono anche investitori privati, interessano la frontiera Italiana verso l'Albania e Croazia.

Sono inoltre previsti alcuni interventi che mirano ad a rinforzi interni all'area dei Balcani: quali Ungheria – Slovenia e Croazia; Serbia – Macedonia e nel lungo termine un nuovo collegamento Serbia – Romania.

Tra le interconnessioni con Paesi non membri dell'ENTSO-E, è previsto a breve il nuovo collegamento 400 kV tra Montenegro e Albania e sono di particolare interesse i rinforzi funzionali alla

riconnessione con la Turchia, anche attraverso un nuovo collegamento sottomarino in continua con la Bulgaria.



## 4 Nuovi interventi di sviluppo

### 4.1 Premessa

Il presente capitolo descrive sinteticamente le nuove attività di sviluppo della RTN pianificate in risposta alle principali criticità di rete attuali e future previste. Le azioni di sviluppo programmate consistono in interventi di espansione o di evoluzione della rete, con conseguenti variazioni dello stato di consistenza e variazioni della capacità di trasporto

Per minimizzare i possibili rischi dovuti alle incertezze del processo di pianificazione (localizzazione e l'ordine di merito delle produzioni, le interconnessioni private con l'estero) vengono individuate quelle soluzioni di sviluppo caratterizzate dal più elevato possibile livello di flessibilità e polivalenza, intese cioè a garantire la la migliore capacità di adattamento della rete alle diverse possibilità di evoluzione del sistema elettrico nei diversi scenari.

Mantenendo ferma l'esigenza di assicurare in ogni caso il rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio della rete di trasmissione, le diverse alternative di sviluppo sono inoltre verificate dal punto di vista tecnico-economico confrontando i costi stimati di realizzazione dell'intervento con i relativi benefici in termini di riduzione degli oneri complessivi di sistema, al fine di massimizzare il rapporto benefici/costi.

Tali valutazioni tengono conto, dove possibile, dei rischi di disalimentazione delle utenze, della possibilità di incrementare la capacità di interscambio con l'estero, dei costi delle congestioni di rete, del prevedibile andamento del mercato elettrico, delle perdite di trasmissione.

Ulteriori elementi di valutazione delle soluzioni di sviluppo sono correlati all'opportunità di razionalizzare le esistenti reti in altissima (AAT) e alta tensione (AT), alla riduzione dell'impatto ambientale dei nuovi impianti e al rispetto delle esigenze di interoperabilità delle reti elettriche.

Come caso particolare si ricordano le stazioni di trasformazione AAT/AT che offrono la possibilità di ottenere un impatto ambientale complessivamente minore e un rapporto benefici/costi vantaggioso, rispetto a soluzioni di sviluppo alternative che richiederebbero il potenziamento di estese porzioni di rete AT per garantire analoghi livelli di qualità e sicurezza di alimentazione delle utenze.

In generale si cerca di adottare soluzioni tecnologiche che consentano di sfruttare al meglio i corridoi infrastrutturali identificati per accogliere i nuovi interventi di sviluppo e potenziare la capacità

garantita di quelli esistenti, valutandone caso per caso i potenziali benefici e gli eventuali svantaggi/rischi.

Per maggiori dettagli sui criteri utilizzati si rimanda ai precedenti Piani di Sviluppo e al Codice di rete.

### 4.2 Programmazione temporale delle attività di sviluppo

In base all'orizzonte temporale in cui si collocano, gli interventi di sviluppo presenti nel Piano possono essere suddivisi in due categorie:

- interventi previsti nel breve-medio termine, per i quali viene in generale indicata la data stimata di completamento delle opere;
- interventi di lungo termine.

Tale suddivisione riflette da un lato l'importanza e l'urgenza della realizzazione delle nuove infrastrutture della RTN programmate in risposta alle criticità di rete già manifeste o attese nei prossimi anni, dall'altro l'effettiva possibilità di giungere al completamento delle opere nell'intervallo di tempo in questione anche considerate le difficoltà di natura autorizzativa connesse alla realizzazione dei nuovi impianti di trasmissione.

Altri interventi di sviluppo, considerati meno urgenti soprattutto dal punto di vista della sicurezza, rispondono a esigenze della RTN di più lungo respiro con una visione che abbraccia un arco temporale di lungo periodo, esteso sino al limite del prossimo decennio. In alcuni casi, tali attività sono espresse attraverso proposte di interventi meno definite nel dettaglio e caratterizzate da una maggiore flessibilità in relazione alla loro adattabilità nel territorio.

### 4.3 Classificazione degli interventi di sviluppo (AEEG 348/07)

Con Deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07 ("Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione) l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas ha individuato quelle che sono le principali finalità (intese come benefici che determinano) degli interventi di sviluppo sulla rete di trasmissione nazionale.

Adottando la stessa classificazione – fermo restando che tale attribuzione non descrive in maniera esaustiva le motivazioni e i benefici

associati alle diverse attività di sviluppo, potendo molto spesso il singolo intervento rivestire una valenza molteplice e variabile nel tempo in relazione anche al mutare delle condizioni al contorno e dei relativi scenari ipotizzati nell'analisi previsionale- i principali nuovi interventi di sviluppo si possono classificare come:

- Interventi per la riduzione delle congestioni volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, le congestioni intrazonali e gli investimenti volti ad incrementare la Net Transfer Capacity (NTC) sulle frontiere elettriche
- Interventi per la Qualità e sicurezza del servizio.

#### **4.4 Interventi per la riduzione delle congestioni**

Di seguito sono riportate in sintesi le nuove attività previste funzionali alla riduzione delle congestioni sulla rete di trasmissione e che rivestono una particolare rilevanza dal punto di vista delle esigenze di miglioramento della sicurezza per il servizio di trasmissione e per il sistema elettrico.

##### Area Nord Ovest

Stazione 380 kV Venaus

##### Area Nord

Nuovo elettrodotto 380 kV "Cassano – Chiari"

Elettrodotto 220 kV "Glorenza –Tirano –der. Premadio"

##### Area Nord Est

Riassetto rete alto Bellunese (BL)

##### Area Sud

Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza

##### Area Sicilia

Riassetto area metropolitana di Palermo

#### **4.5 Qualità e sicurezza del servizio**

Nel seguente paragrafo sono individuati le principali attività atte prevalentemente a migliorare la qualità e la continuità del servizio nelle aree di rete maggiormente critiche sotto questi aspetti

Si tratta anche di interventi che consentono di prelevare potenza dalla rete AAT e di immetterla sulla rete AT di trasmissione e di distribuzione per lo più in punti baricentrici rispetto alle aree di carico in costante crescita, riducendo così le perdite di energia in rete, migliorando i profili di tensione nei punti di prelievo, con notevoli benefici ambientali.

##### Area Nord Ovest

Riassetto rete Val Sesia

Riassetto rete AT Nord Torino

Rete Sud Torino

Rete Cuneo/Savona

##### Area Nord

Elettrodotto 132 kV "Solaro – Arese"

Riassetto rete 132 kV Monza/Brianza

Razionalizzazione 132 kV Cremona

Riassetto rete AT area Como

Riassetto rete AT area Lecco

Elettrodotto 132 kV "Arena Po-Copiano

##### Area Nord Est

Elettrodotto 132 kV "Mezzocorona – S.Michele" (TN)

Potenziamento rete AT Padova (PD)

Potenziamento rete AT Vicenza (VI)

SE 220 kV Castelbello (BZ)

##### Area centro Nord

Rete metropolitana di Firenze

Nuova SE 380 kV Vaiano

Rete area Forlì/Cesena

Rete nord-ovest Emilia

Rete Sud-Toscana

##### Area centro

Riassetto rete Teramo/Pescara

Riassetto rete AT Roma Sud/Latina/Garigliano

Riassetto rete Roma Ovest/Roma SudOvest

Rete AT Candia/Cappuccini

Rete AT Candia/Rosara

Stazione 380 kV Montalto

##### Area Sud

Riassetto rete AT penisola Sorrentina

Stazione 380 kV Rossano (CS)

##### Area Sicilia

Interventi nell'area a nord di Catania

Stazione 220 kV Noto

##### Area Sardegna

Nuovo elettrodotto 150 kV "Taloro – Bono - Buddusò" (NU)

Elettrodotto 150 kV Fiumesanto Porto Torres

Stazione 220 kV Sulcis (CI)

Il dettaglio di tutti gli interventi è riportato nel capitolo “*Dettaglio interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN (Edizione 2010)*”.

### **Piano di rifasamento della rete**

La corretta gestione del sistema elettrico nel suo complesso impone che, rispetto al fabbisogno previsto, oltre un’adeguata riserva di potenza attiva di generazione, sia programmato anche un sufficiente margine di potenza reattiva disponibile, sia in immissione che in assorbimento.

Infatti, in determinate situazioni (cfr. paragrafo 2.2.3), la copertura dei margini di reattivo potrebbe non essere sufficientemente garantita dai soli generatori in servizio (attuali o futuri). Tale evenienza può dipendere da svariate cause, tra cui le principali sono correlate al verificarsi dei seguenti fenomeni:

- importazioni di potenza attiva senza per contro importazioni di potenza reattiva<sup>29</sup>;
- transiti di potenza che si instaurano sulle linee a 380-220 kV della rete di trasmissione e che determinano, nel loro complesso, un comportamento della stessa come un ulteriore carico aggiuntivo di tipo induttivo o capacitivo, secondo le zone e le situazioni;
- limiti di produzione/assorbimento massimo di reattivo da parte dei principali generatori connessi alla rete AAT.

Inoltre, per sfruttare al meglio la capacità di trasmissione della rete esistente e per ottenere minori perdite di trasporto, è opportuno che la potenza reattiva sia prodotta il più possibile vicino ai centri di consumo.

Ne segue che, anche a livello di pianificazione, si rende necessario verificare se, nelle due situazioni estreme in cui si può venire a trovare il sistema - e cioè di massima e di minima richiesta nazionale - sussistano sufficienti margini di generazione/assorbimento di potenza reattiva. Tale verifica viene condotta con riferimento allo scenario di breve periodo (3 anni), in quanto:

- in tale contesto risulta possibile individuare con sufficiente confidenza la struttura del sistema di produzione e trasmissione di riferimento;
- per l’installazione degli eventuali condensatori/reattori che si rendono necessari, sono richiesti tempi medi contenuti.

<sup>29</sup> È infatti noto che il transito di potenza reattiva sui collegamenti transfrontalieri deve essere, per quanto possibile, ridotto al minimo. Ciò al fine del rispetto delle regole ENTSO-E ed anche per massimizzare la possibilità di importazione.

### Installazione di condensatori

Con l’aumento previsto del carico (caratterizzato negli ultimi tempi anche da “fattori di potenza” mediamente più bassi, dovuti alla sempre maggiore diffusione degli impianti di condizionamento dell’aria) soprattutto in corrispondenza della stagione estiva, e gli attesi aumenti dei livelli di importazione, si rende necessario adeguare i corrispondenti livelli di rifasamento della RTN.

Le nuove installazioni necessarie nel breve-medio termine<sup>30</sup> corrispondono a un totale di circa 590 MVar.

Il piano ottimale di installazione dei nuovi condensatori, che prevede l’inserimento della nuova potenza reattiva sulle sezioni a 132-150 kV (batterie da 54 MVar l’una) di stazioni AAT/AT, interesserà le stazioni di seguito specificate:

- stazioni esistenti: Cislago (VA)<sup>31</sup>, Garigliano (CE)<sup>31</sup>, Caltanissetta (CL)<sup>31</sup>, Olbia (OT) e Palau (OT), Sulcis (CA)<sup>32</sup>;
- stazioni previsionali<sup>31</sup>: nuova stazione nell’area industriale di Vicenza<sup>33</sup>, nuova stazione in provincia di Macerata<sup>34</sup>, S.Sofia (CE)<sup>35</sup> e nuova stazione nell’area a est del Vesuvio<sup>36</sup>.

Le analisi di rete hanno evidenziato potenziali bassi livelli di tensione sull’anello 132 kV compreso tra le stazioni 380/132-150 kV di Rosara e Villanova; il profilo di tensione nell’area indicata potrebbe essere migliorato attraverso l’installazione di opportune batterie di condensatori in prossimità delle stazioni 132 kV di Marino D.T. e Teramo CP. Tali problematiche saranno risolte attraverso gli interventi di rete previsti nella S.E. 380 kV di Teramo<sup>37</sup>.

Per quanto concerne la tempistica, sono considerate urgenti le installazioni su stazioni esistenti, mentre per quelle su stazioni future,

<sup>30</sup> Alcune batterie potranno essere installate solo in un secondo tempo, in quanto previste in stazioni future attualmente nel piano di lungo periodo.

<sup>31</sup> Compensazione già prevista nel PdS 2009.

<sup>32</sup> La batteria di condensatori, la cui taglia è in corso di definizione (circa 50-100 MVar), sarà installata sulla sez. 220 kV.

<sup>33</sup> Si tratta della stazione inserita nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di “Stazione a 380 kV di Montecchio (VI)”.

<sup>34</sup> Si tratta della stazione inserita nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di “Stazione a 380 kV di Abbadia (MC)”.

<sup>35</sup> Il banco di condensatori deve essere collegato a S. Sofia, sulla sez. a 150 kV.

<sup>36</sup> Si tratta della stazione inserita nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di “Stazione a 380 kV di Striano (NA)”.

<sup>37</sup> Riassetto rete Teramo/Pescara.

dovranno essere ovviamente coordinate con i tempi di costruzione delle stesse.

La distribuzione geografica delle nuove risorse necessarie sul sistema AAT riflette direttamente lo scenario previsto nel breve-medio periodo. Infatti le nuove installazioni riguardano:

- nodi dell'area Nord e Centro-Nord con elevata densità di carico, previsto in aumento;
- porzioni di rete, nell'Italia centrale e centro-meridionale, distanti sia dai poli di produzione dell'area Nord che da quelli del Sud;
- altre aree del Paese caratterizzate invece da carenza (attesa almeno per i prossimi 5-6 anni) di risorse di generazione rispetto al fabbisogno di potenza reattiva localmente richiesto.

L'installazione della nuova potenza capacitiva sulla RTN porterà i seguenti principali benefici:

- garantirà un sufficiente margine di riserva sulla generazione di potenza reattiva, necessaria a coprire l'aumento del fabbisogno futuro in potenza reattiva di tipo induttivo;
- garantirà migliori margini di tensione sui morsetti MT dei generatori al fine di prevenire possibili fenomeni di instabilità dovuti alla perdita di elementi di primaria importanza per la sicurezza del sistema elettrico nazionale (es. generatori di grossa taglia e/o elettrodotti fortemente impegnati);
- consentirà di ridurre mediamente le perdite in potenza alla punta sulla RTN.

Si evidenzia infine che sono state comunque effettuate analisi di sensibilità allo scopo di valutare se e come le realizzazioni, previste in un orizzonte di più lungo periodo, di futuri impianti di generazione autorizzati e/o di rinforzi di rete a 380 kV, potessero influenzare i risultati ottenuti. A conclusione di tali analisi si è riscontrata ancora la sostanziale validità del presente piano di rifasamento, con la conferma dei benefici complessivi dello stesso.

#### Installazione di reattanze di compensazione

La necessità di provvedere all'installazione di nuova potenza reattiva di tipo induttivo (reattori) è una problematica che si è affacciata solo di recente nella gestione del sistema AAT, anche a seguito dei problemi di sicurezza del sistema elettrico che si sono evidenziati nel corso degli ultimi anni.

Infatti nelle ore di bassissima richiesta<sup>38</sup> di energia elettrica le tensioni sulla rete AAT tendono a raggiungere valori pericolosi a causa dello scarso impegno delle linee. In tali occasioni dell'anno è

<sup>38</sup> In alcune giornate festive il fabbisogno nazionale notturno può scendere anche al disotto del 40% rispetto alla punta massima.

necessario provvedere, con opportune manovre di esercizio, al contenimento degli effetti derivanti sulla rete. Tali azioni, che prevedono l'apertura di alcune linee e la riduzione del normale livello di magliatura della rete, comportano tuttavia una diminuzione dei margini di stabilità e affidabilità del sistema elettrico, oltre che un aggravio dei costi relativi all'approvvigionamento di risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

Come risposta alle problematiche di esercizio esposte, sono previsti opportuni interventi nel Piano di Sviluppo della RTN, per consentire, anche in ore vuote, un esercizio maggiormente magliato della rete in AAT.

In particolare, è in programma l'installazione di nuovi banchi di reattanze trasversali direttamente sulle sezioni AAT degli impianti seguenti:

- 600 MVar (n.3 da 200 MVar) nelle stazioni 380 kV del Piemonte (Leyni e Vignole e Piosasco<sup>39</sup>);
- 400 MVar (n.2 da 200 MVar) nelle stazioni 380 kV della Lombardia (Bovisio e Turbigo<sup>40</sup>);
- 200 MVar nella sezione 380 kV di Forlì (FC);
- 200 MVar nella nuova sezione a 380 kV della stazione di Casellina (FI)<sup>41</sup>;
- 400 MVar (n.2 da 200 MVar) nelle stazioni 380 kV dell'alto Lazio<sup>41</sup> (Montalto e Aurelia);
- 200 MVar nella stazione 380 kV di Rosara (AP);
- 400 MVar (n.2 da 200 MVar) nelle stazioni 380 kV della Calabria<sup>41</sup> (Scandale e Rossano).

In relazione agli interventi di razionalizzazione previsti nell'area della Val d'Ossola e della Valtellina è prevista l'installazione delle seguenti reattanze shunt:

- 100 MVar nella sezione 220 kV di Cedegolo (BS);
- 50 MVar nella sezione 132 kV di Grosotto (SO).

Unitamente alla realizzazione del potenziamento del collegamento 380 kV Sorgente-Rizziconi, è prevista l'installazione di opportune reattanze di compensazione composte da singoli moduli monofase da 95 MVar:

- 570 MVar (n.2 da 285 MVar) nella stazione 380 kV di Scilla (RC);
- 570 MVar (n.2 da 285 MVar) nella stazione 380 kV di Villafranca (ME).

<sup>39</sup> L'installazione della compensazione nella stazione di Piosasco risulta meno prioritaria in quanto il fabbisogno di reattivo dell'area viene parzialmente soddisfatto dalla reattanza nella stazione di Leyni.

<sup>40</sup> L'installazione della compensazione nella stazione di Turbigo risulta meno prioritaria in quanto il fabbisogno di reattivo dell'area viene parzialmente soddisfatto dalla reattanza nella stazione di Bovisio.

<sup>41</sup> Compensazione già previste nel PdS 2009

I notevoli benefici in termini di incremento dei livelli di sicurezza e stabilità del sistema elettrico associati alle soluzioni pianificate sono state confermate (anche in termini di dislocazione e di priorità d'intervento) da simulazioni e analisi di sensibilità effettuate su scenari di breve-medio periodo. In particolare si è rilevato che, in seguito all'installazione prevista di nuova potenza induttiva sulla RTN, anche nelle condizioni di minima richiesta annua le tensioni si manterranno al di sotto della soglia massima consentita dal Codice di Rete con un sufficiente margine di sicurezza.

Infine non si può escludere la possibile esigenza di ulteriori installazioni, per le quali sono richieste verifiche supplementari sulla base degli scenari futuri che si andranno a determinare.

#### **4.6 Ulteriori ipotesi di sviluppo allo studio**

Ulteriori possibilità di sviluppo, determinate principalmente da esigenze endogene della RTN, dall'import o dall'evoluzione del parco produttivo, richiedono ulteriori approfondimenti e, per essere completamente definite, si devono consolidare le ipotesi alla base delle decisioni da prendere. Pertanto queste possibilità non rientrano ancora nei programmi di intervento e quindi non sono state riportate nel capitolo *“Dettaglio interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN (Edizione 2010)”*

##### Riclassamento a 380 kV di direttrici 220 kV esistenti

Nella ricerca di sinergie con infrastrutture esistenti e lo sfruttamento di corridoi energetici presenti sono allo studio attività finalizzate alla ricostruzione di linee a 220 kV al livello superiore di 380 kV.

Tali interventi, come ad esempio il riclassamento a 380 kV della “Vignole – S.Colombano – Avenza”, “Morigallo – Vignole”, “Turbigo – Rondissone” e della “Villavalle – Roma Nord” o “Dugale – Stazione 1” consentirebbero di rimuovere alcune congestioni interzonali, sfruttando infrastrutture esistenti ed evitando l'asservimento di nuove aree territoriali.

In linea con questa strategia si inserisce l'obiettivo di migliorare la gestione dei livelli di tensione sulla rete rilevante abbandonando il concetto di rete a tre livelli, a favore di un modello di rete a due livelli: il 380 kV deputato alla funzione di trasmissione e il 132-150 kV a quella di subtrasmissione.

##### Installazione di dispositivi di stabilizzazione dei profili di tensione

Nel breve-medio periodo lo sviluppo del parco produttivo potrebbe determinare delle criticità dal punto di vista del dispacciamento economico e possibili violazioni delle condizioni di sicurezza del sistema elettrico, soprattutto per quanto riguarda i vincoli di tensione. Queste nuove problematiche vanno a sommarsi alle consuete necessità di

controllo del profilo della tensione nelle ore di basso carico, dove i ridotti transiti e la riduzione della generazione tendono naturalmente ad incrementare la tensione sulla rete.

Al fine di far fronte a queste problematiche è allo studio la possibilità di utilizzare, ove ritenuto necessario, dei dispositivi di controllo rapidi della tensione quali STATCOM o SVC.

##### Rinforzi rete AAT in Liguria

In relazione al potenziamento del polo di produzione di Vado Ligure (SV), sono allo studio adeguati interventi di rinforzo della rete primaria della Liguria che, sfruttando le opportunità di ricostruzione o riclassamento al livello di tensione 380 kV di impianti esistenti eserciti a 220 kV, consentano di superare i rischi di sovraccarico delle direttrici a 380 kV da Vado L. verso Torino e soprattutto verso La Spezia.

##### Razionalizzazione dei sistemi elettrici della Valchiavenna

Nell'ambito del Comitato di Sorveglianza istituito presso il Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) per il monitoraggio della realizzazione delle attività di razionalizzazione correlate all'elettrodotto di interconnessione “San Fiorano - Robbia”, proseguono anche le attività di analisi - da parte della Provincia di Sondrio, degli Enti locali e dei proprietari di rete coinvolti - di un elenco di interventi di razionalizzazione della rete di trasmissione della Valchiavenna, potenzialmente interessata da una nuova linea di interconnessione a 380 kV con la Svizzera.

##### Nuova stazione di trasformazione AAT/AT in Lombardia

La concentrazione di carico compresa nell'area tra Como e Milano rende necessario l'inserimento di un nuovo punto di alimentazione dal 380 kV. È stato pertanto avviato uno studio specifico per l'individuazione di una zona baricentrica rispetto ai carichi dell'area su cui realizzare una nuova stazione di trasformazione a 380/132 kV.

##### Razionalizzazione dei sistemi elettrici dell'alta Val d'Adige

Lo studio per la razionalizzazione del sistema elettrico che interessa il territorio della Val d'Adige prevede la definizione preliminare di un sistema integrato in AAT che, sfruttando anche la futura linea di interconnessione attraverso il Tunnel di base del Brennero, contribuisca a:

- aumentare la qualità dell'alimentazione dell'area interessata dall'intervento, mediante il trasporto in sicurezza della produzione idroelettrica locale e della potenza importata;

- diminuire i costi di esercizio e di manutenzione e le perdite di trasmissione;
- diminuire la superficie di territorio assoggettata a servitù di elettrodotto, con conseguenti benefici economici e ambientali.

Lo studio si è focalizzato sulla rete AAT del territorio delle Province di Trento e di Bolzano, individuando gli elettrodotti - soprattutto sul livello 220 kV - che possono essere eliminati e/o sostituiti da nuove direttrici a 380 kV, con conseguente vantaggio in termini di occupazione di territorio.

Sono inoltre state definite le esigenze elettriche di future stazioni, principalmente sul livello 380 kV, che devono svolgere funzioni di raccolta della produzione delle centrali idroelettriche (collocate specie sul 220 kV) e/o quelle di alimentazione dei carichi locali (soprattutto sul livello 132 kV).

Lo studio ha individuato il nodo 380 kV di Nave come possibile punto di aggancio del futuro sistema di trasporto a 380 kV del Trentino Alto Adige con gli impianti della Lombardia e le analisi hanno inoltre evidenziato l'opportunità di potenziare le esistenti dorsali AAT verso la rete veneta.

#### Diretrice AAT di collegamento fra le dorsali Adriatica e Tirrenica

In relazione al previsto incremento di capacità di scambio con l'area dei Balcani correlata alla realizzazione del nuovo collegamento sottomarino Italia Montenegro, nonché all'incremento capacità produttiva nella zona Sud imputabile a centrali termoelettriche tradizionali e/o a impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, è allo studio la possibilità di realizzare una nuovo trasversale tra la costa adriatica e tirrenica e di una trasversale appenninica.

#### Rinforzi rete AAT tra Calabria e Campania

In relazione al possibile ulteriore sviluppo del parco di generazione nelle regioni del Sud Italia, con particolare riguardo alle fonti rinnovabili, sono allo studio adeguati interventi di rinforzo della rete primaria al fine di adeguare il sistema elettrico ed evitare congestioni che potrebbero condizionare le nuove iniziative. Pertanto è allo studio un rinforzo di rete tra la Calabria e la Campania che permetta di trasmettere l'energia dai futuri poli produttivi localizzati in Calabria verso l'area fortemente deficitaria della Campania. Tra le soluzioni

ipotizzate non si esclude il ricorso alla tecnologia HVDC.

#### Interconnessioni delle principali isole di Sicilia

Tra le esigenze di sviluppo negli scenari futuri si rileva la necessità di migliorare la qualità e la continuità del servizio di alcune isole minori della Sicilia, caratterizzate da assenza di alimentazione dalla rete del continente e dalla scarsa affidabilità dei sistemi di generazione isolana. Sono tuttora in corso studi per valutare l'opportunità di interconnettere alla RTN del continente alcune isole minori, in particolare della Regione Siciliana, per le quali siano fattibili tecnicamente collegamenti sottomarini, che, tenendo conto delle basse potenze di assorbimento, potranno essere realizzati, se del caso, in MT.

#### Interconnessione con Malta

È allo studio l'interconnessione tra il sistema elettrico della Sicilia con l'isola di Malta, per il quale è in corso di definizione uno studio di fattibilità tra i gestori di rete dei rispettivi paesi.

#### Rifacimento del collegamento Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I)

Su richiesta del gestore di rete corso (EDF) è stato avviato un gruppo di lavoro con lo scopo di verificare per il collegamento Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I) possibili sviluppi futuri nel medio-lungo termine.

#### Sviluppo sulla frontiera Austriaca

Di concerto con gli operatori austriaci TIWAG- Netz e APG Verbund saranno avviati gli studi di fattibilità tecnica per una possibile nuova interconnessione per incrementare la capacità di scambio di potenza e l'integrazione della rete nazionale e austriaca; la nuova interconnessione si collegherà lungo la direttrice Premadio – Glorenza – Castelbello, su quest'ultimi impianti, di recente acquisizione, saranno valutati i necessari adeguamenti agli standard usuali.

#### Sviluppo sulla frontiera Francese

Al fine di studiare interconnessione tra il Sud est Francia e l'area Nord Ovest è stata inoltrata alla Commissione Europea una richiesta di finanziamento per uno studio di interconnessione (TEN 2009).

## 5 Risultati attesi

### 5.1 Incremento della consistenza della RTN

La valutazione della consistenza delle attività di sviluppo programmate, che si traduce in aumento della capacità di trasporto della rete esistente, consente di evidenziare nel modo più immediato la portata delle attività previste nel Piano in termini di impegno realizzativo e di impatto sulla rete.

Al riguardo, si osserva che, in particolare nell'ultimo decennio, principalmente a causa delle difficoltà di carattere autorizzativo, l'attività di realizzazione di nuovi elettrodotti nel nostro Paese ha subito un forte rallentamento, ponendo lo sviluppo della rete in ritardo rispetto alla crescita dei volumi transitati su di essa. Il tasso di utilizzo della rete rappresenta un indicatore dell'adeguamento della consistenza della rete alla domanda di energia elettrica ed è definito come il rapporto tra i consumi ed i chilometri di linea realizzati. Nell'ultimo trentennio i valori del tasso di utilizzo in Italia hanno segnato un trend in costante crescita, mentre la media dei Paesi europei ENTSO è rimasta pressoché invariata, a dimostrazione del ritardo italiano rispetto all'Europa.

Con la realizzazione degli interventi previsti di sviluppo sarà possibile ridurre gli attuali livelli di impegno della rete, a vantaggio della sicurezza ed efficienza del servizio di trasmissione.

Infatti risultano complessivamente programmate 140 nuove stazioni, mentre la capacità di trasformazione si incrementerà di oltre 32.000 MVA.

Si stima inoltre che la consistenza della rete a 380 kV aumenterà di circa 5.200 km<sup>42</sup>, quella a 220 kV si ridurrà di circa 1.300 km, di cui una parte sarà riclassata a 380 kV ed una parte sarà riutilizzata a 132 - 150 kV. Per quanto riguarda la rete di trasmissione a 132 - 150 kV, la sua consistenza a seguito di nuove realizzazioni programmate aumenterà di circa 1.000 km (inclusi i declassamenti dal 220 kV). Complessivamente, tenuto conto di tutti i livelli di tensione, le attività di sviluppo in programma comporteranno un incremento della consistenza della rete di trasmissione nazionale di circa 4.800 km.

Nella Tabella 9 che segue è riportato un riepilogo delle attività di sviluppo previste sulla RTN ripartite in interventi a medio termine, a lungo termine e per livello di tensione.

Tabella 9 - Riepilogo interventi sulla RTN

	380-500kV	220kV	120-150kV	Totale
Nuove stazioni [n.ro]	50	27	63	140
medio termine	29	17	44	90
lungo termine	21	10	19	50
Potenza di trasformazione [MVA]	28.825	3.470	199	32.494
medio termine	12.200	285	119	12.604
lungo termine	16.625	3.185	80	19.890
Elettrodotti [km di terne]	5.177	-1.299	935	4.813
medio termine	2180	-759	777	2198
lungo termine	2.997	-540	158	2.615

### 5.2 Incremento della capacità di importazione dall'estero

Il programma realizzativo degli studi e degli interventi delle opere di interconnessione previste allo stato attuale nel Piano di Sviluppo, risulta strettamente legato a quello degli interconnector privati, con una possibile sovrapposizione e/o rimpiazzamento di interventi sulla rete AAT (si veda in proposito il D.M. del 21 ottobre 2005 che stabilisce che: "non sono ammissibili richieste di esenzione [...] per linee inserite nel Piano di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale e non avviate a realizzazione nel corso di quattro anni dalla data di primo inserimento, salvo esplicita rinuncia da parte di Terna."). Le analisi preliminari mostrano che, ipotizzando una realizzazione combinata di interconnessioni previste nel PdS e interconnector privati, nel lungo periodo la capacità di importazione alla frontiera settentrionale potrebbe crescere ulteriormente di un valore compreso tra i 3.000 e i 4.000 MW. Estendendo inoltre l'osservazione alle altre frontiere elettriche della penisola e delle isole maggiori, potrà risultare fattibile nel lungo periodo la realizzazione di interconnessioni in cavo sottomarino HVDC con paesi balcanici e Nord Africa, con un incremento di import stimabile fino a 4.000 MW, sempre che vengano completate le opere di sviluppo della RTN previste e/o allo studio nello stesso arco temporale. Si segnala, in particolare, nel breve periodo l'incremento della capacità di interconnessione con l'Albania a seguito della realizzazione della linea di interconnessione privata Brindisi Sud - Babica (500 MW).

<sup>42</sup> Compresi i km di rete a 220 kV trasformati a 380 kV.

### 5.3 Riduzione delle congestioni e dei poli produttivi limitati

Le analisi di rete effettuate, al fine di definire i rinforzi di rete necessari a rimuovere possibili limitazioni di produzione e a ridurre le potenziali congestioni create con la connessione dei nuovi impianti, hanno consentito di individuare e programmare interventi di sviluppo della RTN particolarmente significativi dal punto di vista della sicurezza di copertura del fabbisogno (cfr. paragrafo 2.5.1).

In particolare la realizzazione degli interventi di sviluppo permetterà di ridurre le limitazioni dei poli di produzione presenti nell'attuale struttura zonale del mercato elettrico italiano:

- le limitazioni della produzione delle centrali di Monfalcone e Torviscosa, corrispondenti alla attuale zona Monfalcone, risulteranno notevolmente ridotte grazie agli interventi previsti nell'area del Triveneto: elettrodotto "Udine O. – Redipuglia" e futuro elettrodotto di interconnessione con la Slovenia;
- a seguito del potenziamento dell'elettrodotto "Foggia – Benevento", della realizzazione del raddoppio della direttrice adriatica e dei raccordi di Candela, le limitazioni del polo di Foggia, le cui produzioni attualmente sono possibili solamente in regime di teledistacco, verranno sensibilmente ridotte consentendo lo sfruttamento delle centrali ad esso afferenti;
- la realizzazione degli interventi di sviluppo della rete primaria in Calabria, permetterà di incrementare di circa il 50% la produzione degli impianti appartenenti al polo di produzione della Calabria, mentre la realizzazione dell'elettrodotto "Montecorvino – Avellino Nord" permetterà il trasporto di tale potenza verso i centri di consumo della Campania; le limitazioni residue risultano essere trascurabili su base annua.

Gli interventi di sviluppo previsti nel presente piano consentiranno inoltre un significativo incremento dei limiti di transito tra le zone di mercato; permettendo così di migliorare l'affidabilità della rete e di ridurre la frequenza di separazione del mercato.

Tabella 10 - Incremento dei principali transiti tra zone di mercato (MW)

Sezione inter-zonale	2009	Con sviluppo
Nord-Centro Nord	3.700	+400
Centro Nord-Centro Sud	1.300 <sup>43</sup>	+300
Sud-Centro Sud	4.100 <sup>44</sup>	+1.900 <sup>45</sup>
Sicilia-Sud	600	+900
Sud-Sicilia	100	+1.000
Sardegna-Continente/Corsica	350	+800 <sup>46</sup>

Nella Tabella 10 sono riportati gli incrementi attesi dei limiti di transito inter-zonali nell'orizzonte di Piano di medio termine, con riferimento alla situazione diurna invernale. Tali valori sono stati calcolati sotto ipotesi di scenari tipici della rete di trasmissione nazionale, del parco produttivo e del fabbisogno previste nel periodo orizzonte e pertanto sono affetti da incertezza tanto più grande quanto più gli interventi considerati sono lontani nel tempo.

L'attuazione del Piano di Sviluppo renderà quindi possibile un maggiore utilizzo della capacità produttiva per la copertura in sicurezza del fabbisogno nazionale.

Nella Figura 51 è rappresentata la proiezione dei margini di riserva disponibili fino al 2019, individuata negli stessi scenari di produzione ed import descritti nel paragrafo 2.5.1, considerando in questo caso completati gli interventi di sviluppo pianificati.

Analizzando il grafico si può osservare che la copertura del fabbisogno con adeguati margini di riserva sarebbe garantita in tutto il periodo di Piano. I margini di riserva potrebbero risultare limitati oltre il 2019 nello scenario minimo (scenario A), caratterizzato dalla presenza delle sole centrali attualmente in fase di costruzione e da una limitata disponibilità di import dall'estero. Il problema non è causato tuttavia da una carenza strutturale della rete di trasmissione (in quanto, con la realizzazione

<sup>43</sup> Valore inferiore del profilo di attivazione del vincolo di scambio CN-CS.

<sup>44</sup> Considerando disponibili dispositivi di teledistacco nelle centrali di Termoli, Candela e Gissi.

<sup>45</sup> Considerando l'installazione di PST per il controllo dei flussi di potenza sulle linee 380 kV Foggia-Benevento, Deliceto-Bisaccia, Matera-Bisaccia.

<sup>46</sup> Con l'entrata in esercizio del collegamento SAPEI tale valore potrebbe subire successive modifiche a valle di verifiche di dettaglio relative alla stabilità dinamica del sistema.



degli interventi di sviluppo le principali congestioni potenziali sarebbero risolte), ma riguarderebbe la carenza di capacità produttiva in quanto non tutte le centrali oggi autorizzate risulterebbero disponibili. L'attuazione del Piano di Sviluppo permetterebbe comunque di posticipare, rispetto alla situazione descritta al paragrafo 2.5.1, la riduzione dei margini ottenibili con gli impianti di

generazione attualmente in cantiere. Nello scenario massimo (scenario B - nel quale la disponibilità di import è quella massima e tutte le centrali autorizzate contribuiscono alla copertura del carico) invece, non si evidenziano problemi di riserva, e con gli sviluppi di rete previsti risultano superate anche le residue criticità di copertura del fabbisogno.

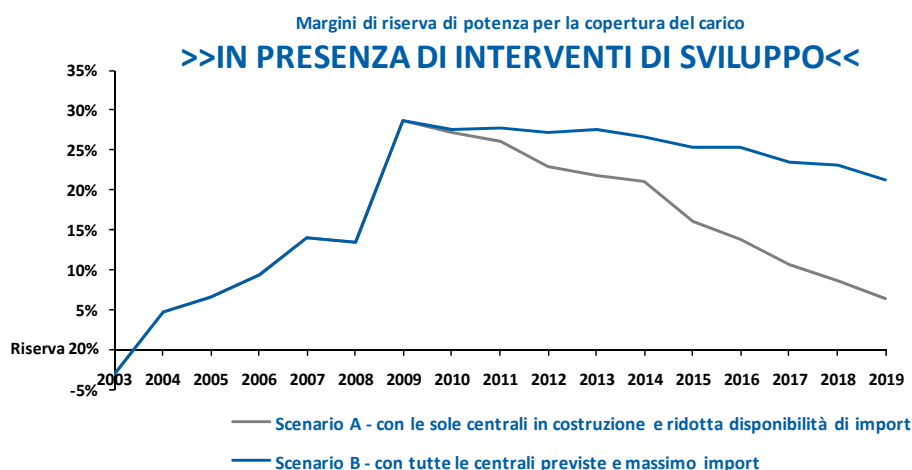


Figura 51 - Margini di riserva di potenza per la copertura del carico

### Valutazione dell'impatto dello sviluppo della RTN sulle congestioni in un mercato elettrico liberalizzato

In Italia, come in altri Paesi europei, la liberalizzazione del settore della produzione di energia elettrica, ha portato profondi cambiamenti nella gestione e nella programmazione dello sviluppo del sistema di trasmissione: in particolare si è avviato un profondo rinnovamento del parco di produzione, che ha avuto come principale obiettivo la ricerca, da parte delle compagnie di generazione, di una maggiore efficienza e competitività economica. La determinazione della taglia e dell'ubicazione dei nuovi impianti di generazione non scaturisce più da un processo di pianificazione integrato, in quanto la libera iniziativa dei produttori rende di fatto le proposte di nuove centrali elettriche un vero e proprio input al processo di pianificazione della RTN. Ciò potrebbe comportare una evoluzione del parco di generazione non necessariamente legata ai criteri utilizzati per la pianificazione del sistema di trasmissione, che spesso è caratterizzata da interventi di medio - lungo termine. A sua volta, tale disomogeneità, potrebbe comportare una riduzione di efficienza del mercato elettrico in termini di maggiore impatto dei vincoli di trasmissione (congestioni) sull'esito del mercato.

In quest'ottica assumono particolare importanza gli strumenti e le metodologie che consentono all'operatore di rete di fornire segnali circa le conseguenze di una possibile distribuzione della

nuova capacità di generazione, in modo da identificare le necessarie infrastrutture di rete, al fine di garantire il pieno sfruttamento delle nuove risorse produttive. A questo scopo può essere utile l'applicazione di un indice nodale in grado di fornire un'indicazione sull'impatto che la connessione di un impianto di produzione al nodo in esame ha sul sistema di trasmissione. Tra le diverse metodologie presenti oggi in letteratura per l'analisi di tali fenomeni, Terna ha utilizzato un indice chiamato Weighted Transmission Loading Relief (WTLR)<sup>47</sup> che indica di quanto aumenta o diminuisce il sovraccarico totale del sistema in seguito all'iniezione di 1 MW nel nodo esaminato.

Un WTLR negativo identifica un nodo in cui l'iniezione di potenza attiva ha un effetto positivo per la sicurezza della rete, in quanto contribuisce a ridurre il sovraccarico totale dell'area di riferimento; viceversa, un WTLR positivo indica come un'ulteriore iniezione di potenza in tali nodi aggravi il sovraccarico del sistema. Una volta calcolati i valori dell'indice WTLR per ogni nodo è possibile realizzare una rappresentazione grafica che metta in evidenza l'impatto sulla rete 380/220 kV italiana della nuova capacità produttiva prevista e gli effetti dei principali interventi di sviluppo nel medio e nel lungo termine. Attraverso il confronto diretto delle due mappe, che rappresentano la situazione prima e dopo il

<sup>47</sup> Indicatore dell'impatto dell'iniezione di potenza attiva in un nodo sui vincoli operativi del sistema di trasmissione.

potenziamento della rete di trasmissione, è quindi possibile avere un'indicazione dell'efficacia dei rinforzi di rete in esame in termini di riduzione delle congestioni e il conseguente miglioramento della sicurezza del sistema e dell'efficienza del mercato.

del paese. E' di minore entità ma altrettanto significativa ai fini di una gestione efficace del sistema, la congestione evidenziata nell'area della regione Piemonte, in particolar modo confrontando i valori differenziali con il resto del Nord Italia.

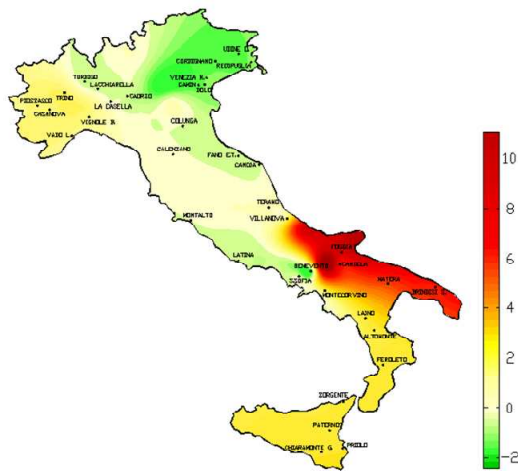


Figura 52 - Analisi nel medio termine dell'indice WTLR in assenza dei programmati interventi di sviluppo

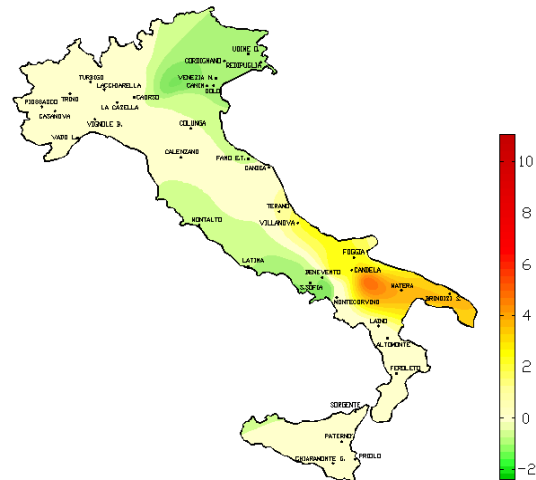


Figura 54 - Analisi nel lungo termine dell'indice WTLR in assenza dei programmati interventi di sviluppo



Figura 53 - Analisi nel medio termine dell'indice WTLR in presenza dei programmati interventi di sviluppo

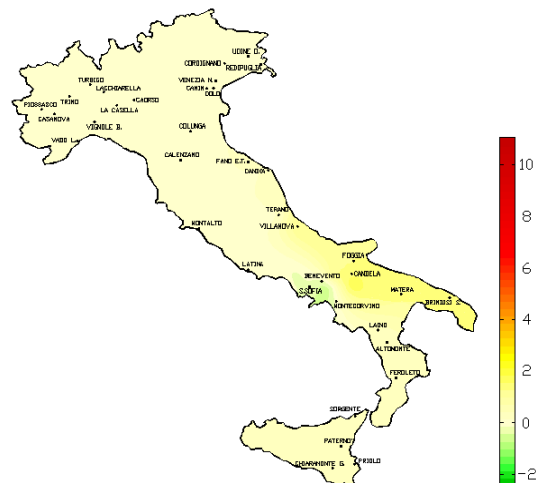


Figura 55 - Analisi nel lungo termine dell'indice WTLR in presenza dei programmati interventi di sviluppo

Nella Figura 52 e nella Figura 53 sono riportati i risultati ottenuti dall'analisi svolta rispettivamente sul medio termine in assenza e in presenza dei programmati interventi di sviluppo. Il passaggio da valori positivi a valori negativi rivela la presenza di elementi di trasmissione congestionati: in particolare, il flusso di potenza che li sovraccarica è diretto da una "zona rossa" (WTLR positivo) ad una "zona verde" (WTLR negativo).

L'inserimento dei principali interventi di sviluppo previsti nel medio termine determina una generale riduzione delle congestioni nell'area Sud dell'Italia e nel Piemonte.

La situazione al Sud peggiora sensibilmente per effetto della presenza di una consistente porzione della nuova capacità produttiva prevista nel medio termine, in particolare nella zona compresa fra la Puglia, la Campania e la Calabria (cfr. paragrafo 2.4.1). I valori più elevati in assoluto si collocano nell'area dei poli produttivi di Brindisi e Foggia, mentre quelli minori corrispondono ai nodi della rete a 380 kV della Campania e nell'area Nord Est

Nel lungo periodo l'ulteriore ingresso di nuovi impianti di produzione in aggiunta all'aumentare del fabbisogno determinerà (Figura 54) un generale deterioramento delle condizioni di esercizio della rete, con la presenza di congestioni nell'area della Puglia e della Basilicata, anche se maggiormente contenute rispetto al medio termine. In Figura 55 si osserva come la realizzazione degli interventi previsti per quell'orizzonte temporale consenta una significativa riduzione delle congestioni rispetto alla situazione analizzata in assenza di tali opere.

#### 5.4 Riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili

La generazione da fonti rinnovabili in Italia si è sviluppata in modo considerevole nel corso degli ultimi anni; in particolare la fonte eolica, che già ora costituisce una cospicua parte del parco rinnovabile, è in forte crescita nelle regioni del mezzogiorno grazie alle recenti autorizzazioni rilasciate dalle amministrazioni regionali secondo il D.Lgs. 387/03. Uno dei principali obiettivi nella pianificazione dei rinforzi della RTN è quello di favorire la produzione da fonti rinnovabili, cercando di superare gli eventuali vincoli di rete e di esercizio che rischiano di condizionare gli operatori, i quali come noto godono del diritto di priorità di dispacciamento.

Nel quadro generale del processo di pianificazione, le analisi finalizzate a individuare gli interventi di potenziamento della capacità di trasporto della RTN sono effettuate negli scenari previsionali con riferimento alle centrali esistenti e future e considerando la crescita del fabbisogno. In particolare, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (come gli eolici), le relative analisi di load flow per la definizione dei rinforzi della RTN sono in generale condotte nel rispetto del criterio N-1, effettuando opportune valutazioni sulla producibilità di tali tipologie di impianti (cfr. paragrafo 2.3.3).

Il risultato di tale analisi ha permesso di determinare i vincoli presenti sulla rete previsionale rispetto alla produzione degli impianti eolici già esistenti e di quelli che potrebbero entrare in esercizio nei prossimi anni. I condizionamenti alla produzione eolica sono riconducibili essenzialmente a un'insufficiente capacità di trasmissione delle porzioni di rete cui sono connessi gli impianti in questione. Pertanto il principale obiettivo della pianificazione consiste nella risoluzione delle criticità sulla rete a 150 kV, normalmente preposta alla connessione degli impianti eolici, ricorrendo ove possibile alla interconnessione con la rete a 380 kV, dimensionata per una maggiore capacità di trasmissione, al fine di trasferire il surplus di energia. A tal fine è prevista la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione 380/150 kV nei territori del Mezzogiorno.

Si riporta di seguito l'elenco dei principali interventi di sviluppo già previsti nel PdS 2009 funzionali in tutto o in parte a favorire la produzione di energia da impianti a fonti rinnovabili non programmabili. Per ciascun intervento o gruppo di interventi sono stati determinati i benefici legati alla riduzione dei vincoli, intesi come capacità di potenza da fonte eolica liberata, cioè non più soggetta a rischi di

limitazione per esigenze di sicurezza della rete e del sistema elettrico.

Tabella 11 - Principali interventi per favorire la produzione eolica

Categoria	Interventi	Potenza da fonti rinnovabili (MW)
Rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da fonti rinnovabili non programmabili	Elettrodotto a 380 kV "Sorgente-Scilla-Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	1.000
	Potenziamento della capacità di interconnessione e tra Sardegna e Continente e tra Sardegna e Corsica	700
	Riclassamento a 380 kV dell'elettrodotto a 220 kV "Rotonda-Tuscianno-Montecorvino"	900
Interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete in AT su cui si inserisce direttamente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili	Rinforzi della rete di trasmissione nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Salerno	1.100

Nel PdS 2010, oltre alle già previste stazioni di Troia (FG), Bisaccia (AV), Deliceto (FG) e Maida (CS), sono stati pianificati ulteriori impianti di raccolta di generazione eolica.

Purtroppo in assenza di rinforzi di rete al fine di garantire la sicurezza del funzionamento del sistema elettrico può risultare necessario ridurre la produzione eolica in alcune aree nel Mezzogiorno per i seguenti vincoli:

- limiti di funzionamento degli elementi di rete sia in condizioni di rete integra che in situazioni di contingenza o di manutenzione programmata;
- limiti di scambio fra le varie aree;
- livello di generazione dispacciabile tale da garantire la copertura del carico e della eventuale riserva anche in assenza di vento;
- minimo tecnico degli impianti dispacciabili in condizioni di basso carico.

Alla luce della delibera n.330/07 dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas sono state condotte delle analisi tecniche su diversi possibili scenari evolutivi del sistema elettrico, considerando diversi valori di potenza installata da fonte non programmabile, per valutare gli indici di affidabilità del sistema elettrico.

Per ogni scenario sono state valutate le percentuali attese di energia eolica non ritirata, ovvero le massime riduzioni possibili della produzione eolica per garantire la sicurezza del sistema elettrico: tali riduzioni possono oscillare all’interno di una fascia di variabilità<sup>48</sup>.

Nelle condizioni attuali della rete elettrica la possibile massima decurtazione dell’energia eolica producibile nel Continente può variare fra il 5% (per un eolico installato fino a 6.000 MW) e il 35% (con 15.000 MW di installato) dell’energia eolica potenzialmente producibile. In Sicilia le percentuali sono sostanzialmente analoghe, 5% (per un eolico installato fino a 1.000 MW) e 35% (con 5.000 MW installati). In Sardegna, invece, fino all’entrata in esercizio del nuovo collegamento con il Continente SAPEI, le percentuali sono ben più alte: 10% (per un eolico installato fino a 1.000 MW) e circa 70% (con 2.500 MW installati).

Nello scenario previsionale, con la realizzazione di tutti gli interventi di sviluppo, la possibile decurtazione dell’energia eolica producibile nel Continente può variare fra l’1,5% (per un eolico installato fino a 6.000 MW) e il 12% (con 15.000 MW di installato) dell’energia eolica potenzialmente producibile. In Sicilia le percentuali sono inferiori all’1% (per un eolico installato fino a 1.000 MW) e 25% (con 5.000 MW installati); tuttavia è opportuno segnalare che la produzione potenzialmente tagliata è compresa tra il 2 e l’8% per un installato eolico tra i 2.000 e 4.000 MW, con un beneficio medio in termini di riduzione di energia eolica decurtata pari al 65% circa. In Sardegna, invece, a valle dell’entrata in esercizio del nuovo collegamento con il Continente SAPEI, le percentuali sono pari al 5% (per un eolico installato fino a 1.500 MW) e a circa 40% (con 2.500 MW installati), considerato l’elevato coefficiente di contemporaneità.

Si osserva che tale area di “decurtazione” varia con l’orizzonte temporale considerato raggiungendo dimensioni significative all’aumentare della percentuale di energia eolica prodotta in una

<sup>48</sup> Mentre le modulazioni della generazione eolica sono correlate alla necessità di ridurre i sovraccarichi degli elementi di rete, la fascia di variabilità rappresenta la necessità di mantenere livelli minimi di produzione dispacciabile per garantire la flessibilità necessaria alla copertura del carico (diurno e notturno) e i margini di riserva normalmente richiesti per la regolazione a fronte di eventi critici.

singola area; questo significa che, al di sopra di una certa soglia, tutta o la maggior parte della produzione del nuovo eolico viene tagliata per mantenere la necessaria capacità di regolazione in rete; non bisogna infatti dimenticare che attualmente la generazione eolica non garantisce continuità di esercizio al deteriorarsi delle condizioni di frequenza e tensione in rete.

Tuttavia, in presenza di maggiori garanzie offerte dalla produzione eolica in termini di continuità di esercizio (si veda Allegato 17 del Codice di Rete), l’area della curva esaminata potrebbe subire una significativa riduzione legata alla contrazione della riserva garantita da generazione di tipo convenzionale. Ovviamente, per sua intrinseca natura, la fonte eolica può partecipare ad eventuali regolazioni soltanto in riduzione della propria potenza e questo comporta comunque un limite alla sua capacità di supporto alla rete.

In conseguenza di queste considerazioni il limite superiore della curva può essere ridotto a fronte di una maggiore capacità di supporto degli eolici in rete mentre quello inferiore costituisce un obiettivo a cui tendere anche e soprattutto mediante la rimozione dei vincoli di scambio fra le aree della rete, in modo da consentire una diminuzione della quota di generazione eolica rispetto a quella convenzionale riferendola a quella di una zona più vasta.

Ne consegue pertanto che al fine di favorire un migliore sfruttamento della risorsa eolica, è necessario non solo sviluppare la rete di trasmissione del Mezzogiorno, ma anche rimuovere i vincoli di scambio tra le altre zone di mercato.

## 5.5 Miglioramento atteso dei valori delle tensioni

La disponibilità di nuova potenza capacitiva sulla RTN consente di compensare con un sufficiente margine di riserva l’aumento del fabbisogno futuro in potenza reattiva di tipo induttivo associato al carico (in particolare durante l’estate, per il diffuso utilizzo di impianti di condizionamento dell’aria) e di stabilizzare i profili di tensione, migliorando l’efficienza e la sicurezza di esercizio della RTN.

D’altra parte, la disponibilità di potenza reattiva di tipo induttivo è necessaria soprattutto durante le ore notturne ed in generale nelle situazioni di basso carico per compensare il fenomeno dell’innalzamento delle tensioni dovuto alla potenza reattiva di tipo capacitivo generata dagli elettrodotti particolarmente scarichi.

Le analisi condotte sulla rete previsionale nel breve-medio termine danno indicazioni sulle esigenze di reattivo necessarie per far fronte alle esigenze suddette comportando un profilo di tensione

rispettante i limiti individuati dal Codice di Rete<sup>49</sup> nonché una minore fluttuazione dello stesso.

## 5.6 Riduzione delle perdite di trasmissione

Uno degli obiettivi della gestione del sistema elettrico nazionale è quello del recupero di efficienza. Le implicazioni che ne derivano non sono solo riconducibili al concetto di qualità tecnica, ma soprattutto in vista di uno scenario liberalizzato che preveda incentivi e premi per il suo raggiungimento, anche a quello di efficienza economica.

I benefici del recupero di energia sono infatti associati a molteplici vantaggi:

- portano a una migliore e più sicura gestione del sistema elettrico nazionale, in primis per il comparto della trasmissione ma anche, come “effetto cascata”, per la distribuzione e la fornitura;
- migliorano l’efficienza economica degli impianti e assicurano un minore impatto ambientale del settore energetico.

In relazione a quest’ultimo aspetto, si stima che, con l’entrata in servizio degli interventi previsti nel presente Piano di Sviluppo, si conferma il trend positivo di diminuzione delle perdite alla punta stimato precedentemente. Tale valore si reputa possa raggiungere circa 200 MW, cui corrisponde una riduzione delle perdite di energia nella rete valutata in circa 1.200 GWh/anno.

## 5.7 Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>

Le nuove politiche messe in atto dalla Comunità Europea sono tese prevalentemente a migliorare l’efficienza energetica e ad incentivare l’introduzione di tecnologie con minori emissioni di anidride carbonica. L’obiettivo principale è quello di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> attraverso l’impiego di tecnologie di generazione sempre più efficienti e un migliore sfruttamento delle produzioni da fonte rinnovabile. Il sistema di trasmissione dell’energia elettrica si colloca al centro di questo scenario, per la rilevanza dei problemi inerenti alla sua gestione e al suo sviluppo, nonché per la potenziale efficacia delle soluzioni innovative che consente di adottare. La pianificazione dello sviluppo di tale sistema, già chiamata a rispondere a molteplici esigenze, assume un ruolo sempre più importante anche nell’ambito dell’attuazione di queste nuove politiche, principalmente attraverso:

- la riduzione delle perdite di rete;
- lo sfruttamento migliore delle risorse di generazione mediante lo spostamento di quote di produzione da impianti con rendimenti più

bassi ma necessari per il rispetto dei vincoli di rete verso impianti più efficienti alimentati da fonti energetiche con minore intensità emissiva (ad esempio il gas);

- la penetrazione sempre maggiore nel sistema elettrico di produzione da fonti rinnovabili.

La riduzione delle perdite sulla rete di trasmissione comporta una diminuzione della produzione di energia elettrica da parte delle centrali in servizio sul territorio nazionale con conseguente riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> legate alla produzione da fonte termoelettrica. L’entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS, determinerà una riduzione delle perdite di energia sulla rete valutata in circa 1200 GWh/anno (paragrafo 5.6). Stimando una ripartizione percentuale delle perdite fra le fonti combustibili, e noti i coefficienti di emissione specifica, si ottiene una riduzione dell’emissione di CO<sub>2</sub>, dovuta alla riduzione delle perdite di rete, che oscilla tra 500.000 e 600.000[tCO<sub>2</sub>/anno].

La valutazione dell’incremento di efficienza nell’esercizio del parco termoelettrico conseguente agli interventi di rinforzo della RTN si basa sui risultati ottenuti dalle simulazioni del comportamento del Mercato Elettrico (MGP), i principali vincoli tecnici modellati in questa analisi comprendono, oltre ai vincoli di bilancio energetico del sistema e ai limiti caratteristici delle unità di generazione anche i limiti di scambio tra le zone di mercato rappresentati attraverso una rete equivalente. La modellazione della rete permette dunque di simulare scenari di mercato rappresentativi di differenti stati di avanzamento nella realizzazione degli interventi di sviluppo della rete. Confrontando il dispacciamento ottenuto nelle due situazioni, l’una caratterizzata dai maggiori limiti di scambio attesi per effetto della realizzazione degli interventi programmati e l’altra caratterizzata dai limiti di scambio attuali. Attraverso l’analisi appena descritta è stato valutato che la riduzione delle congestioni inter-zonali determinerà la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi (tipicamente ad olio), con produzioni più efficienti da fonti energetiche meno costose (es.: gas). Tale variazione, unitamente agli interventi di interconnessione con l’estero, comporterà una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> fino a 3.700.000 tonnellate annue.

Come descritto nel paragrafo 5.4 le analisi finalizzate a individuare gli interventi di potenziamento della capacità di trasporto della RTN hanno permesso di determinare i vincoli presenti sulla rete previsionale rispetto alla produzione degli impianti eolici già esistenti e di quelli che potrebbero entrare in esercizio nei prossimi anni, in particolare vincoli riconducibili a un’insufficiente

<sup>49</sup> Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, cap. 1, par. 1B.3.2.

capacità di trasmissione delle porzioni di rete cui sono connessi gli impianti in questione. A fronte di tali possibili limitazioni Terna ha previsto una serie di interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete AT su cui si inserisce direttamente la produzione e rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da fonti rinnovabili non programmabili. Il complesso di queste opere libererà una potenza da fonte eolica per circa 3.700 MW che, considerando 2.200 ore di funzionamento equivalente<sup>50</sup>, corrispondono a un'energia di circa 8.000 GWh.

Analogamente a quanto fatto per la valutazione della riduzione di emissioni legata alla diminuzione delle perdite di rete si ripartisce percentualmente il valore di energia ricavato fra i vari combustibili utilizzati, ottenendo una riduzione dell'emissione di CO<sub>2</sub> pari a circa 3.500 [ktCO<sub>2</sub>/anno].

La quantità di CO<sub>2</sub> evitata per la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico è pari a poco più di 4 milioni di tonnellate all'anno. Tale valore può crescere fino a 8 milioni di tonnellate all'anno considerando il contributo dato dallo sviluppo delle fonti rinnovabili (di non semplice previsione).

## 5.8 Scambi energetici nel medio/lungo periodo

Attraverso uno studio di mercato del sistema elettrico italiano sono stati individuati i flussi di energia ipotizzabili nel medio-lungo termine (Figura 56) scambiati, al netto degli autoconsumi, sul Mercato del Giorno Prima (MGP).

L'analisi è stata condotta con un programma di simulazione del mercato elettrico che consente la stima annuale su base oraria dei volumi di energia scambiati tramite la risoluzione di un problema di ottimizzazione tecnico-economica. La rete è rappresentata attraverso zone geografiche interconnesse con schema radiale (modello MGP). L'inserimento nel modello di analisi degli interventi presenti nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale consente di valutare l'impatto che essi hanno in termini di riduzione delle congestioni interzonali ed in termini di benefici determinati dal riassetto degli equilibri di mercato.

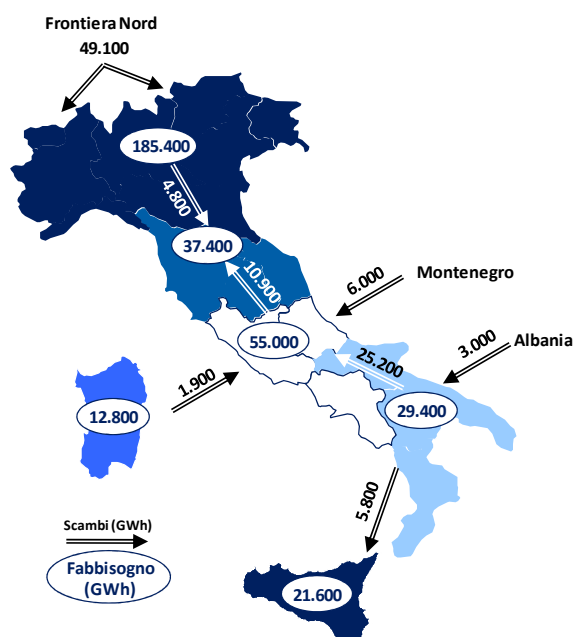


Figura 56 - Flussi di energia attesi su MGP nel medio lungo periodo

L'analisi ha consentito anche di determinare l'effetto delle limitazioni di rete allo sfruttamento ottimale delle risorse di generazione permettendo di quantificare i vantaggi che derivano dallo sviluppo della rete di trasmissione.

Le analisi effettuate hanno evidenziato che il Centro Nord del Paese risulta essere, ancora, la zona maggiormente deficitaria in termini percentuali, mentre la zona Nord è quella maggiormente deficitaria in termini assoluti, beneficiando soprattutto del contributo dell'importazione dalla frontiera Nord per la copertura del proprio fabbisogno. Complessivamente gli scambi di energia mostrano due flussi predominanti che sono diretti dalla frontiera Nord a e dai poli di produzione di Foggia e Brindisi, a cui si somma il contributo dei collegamenti con l'area balcanica, verso le zone centrali del sistema italiano.

Questo scenario di scambi differisce rispetto a quello attuale soprattutto per quanto riguarda:

- gli scambi tra la Sicilia e la zona Sud, per i quali è prevedibile un'inversione del flusso attualmente verso la zona Sud, considerato anche il possibile scambio con l'isola di Malta incluso nel fabbisogno siciliano;
- gli scambi tra la zona Centro Nord e Centro Sud per i quali è prevedibile un'inversione del flusso attualmente verso Centro Sud.

La realizzazione degli interventi di sviluppo programmati determina un migliore utilizzo delle risorse di generazione, aumentando la produzione per quelle più convenienti a scapito di quelle di fascia media. In particolare si può osservare:

<sup>50</sup> Valore ricavato su dati GSE

- un aumento della produzione nella zona Nord, determinato prevalentemente dall'uso maggiore delle risorse più convenienti;
- una riduzione complessiva della produzione di impianti di fascia media nelle zone Centro Nord e Centro Sud;
- un aumento della produzione maggiormente economica della zona Sud e dei poli di produzione limitati.

Tali effetti sono associabili principalmente ai benefici legati alla realizzazione degli interventi che

permettono di incrementare i limiti di scambio tra le zone Nord e Centro Nord (elettrodotto 380 kV “Colunga – Calenzano”), tra le zone Sud e Centro Sud e la produzione dei poli limitati dell'area Sud (raddoppio della dorsale adriatica, elettrodotto a 380 kV “Foggia – Benevento”), tra la Sicilia e la zona Sud (elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi) e tra la Sardegna e la zona Centro Sud (SAPEI). A questi si aggiungono le nuove interconnessioni HVDC verso Montenegro, Francia e Albania.





## Dettaglio interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN (EDIZIONE 2010)

Gli interventi di sviluppo sono stati aggregati geograficamente per aree regionali o pluriregionali:

- Nord-Ovest (Valle d’Aosta, Piemonte e Liguria);
- Nord (Lombardia);
- Nord-Est (Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia);
- Centro-Nord (Emilia Romagna e Toscana);
- Centro (Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo e Molise);
- Sud (Campania, Puglia, Basilicata e Calabria);
- Sicilia;
- Sardegna.

In base alla tipologia l’intervento si classifica come:

- Elettrodotti: consistono nella costruzione di nuovi collegamenti fra due o più nodi della rete o nella modifica/ricostruzione di elettrodotti esistenti.
- Razionalizzazioni: si tratta di interventi complessi che coinvolgono contemporaneamente più elementi di rete e che spesso prevedono la dismissione di alcune porzioni di RTN. Queste si mettono in atto generalmente a seguito della realizzazione di grandi infrastrutture (stazioni o elettrodotti) quali opere di mitigazione ambientale o a seguito di attività di rinnovo/riassetto impianti, ma possono derivare anche da istanze avanzate dalle Amministrazioni locali.
- Stazioni: riguardano non solo la realizzazione di nuove stazioni elettriche, ma anche il potenziamento e l’ampliamento di stazioni esistenti mediante l’incremento della capacità di trasformazione (installazione di ulteriori trasformatori o sostituzione dei trasformatori esistenti con macchine di taglia maggiore) o la realizzazione di ulteriori stalli o di intere sezioni per la connessione di nuovi elettrodotti (anche per distributori o operatori privati) o di nuove utenze.

Per ogni opera viene anche proposta una data di entrata in servizio, questa rappresenta la migliore stima in merito al completamento delle attività propedeutiche e tengono conto di:

- condivisione preventiva con gli Enti locali della migliore soluzione localizzativa;
- tempi autorizzativi stimati;
- tempi di coordinamento con Terzi qualora i lavori coinvolgono soggetti terzi quali altri Operatori Esteri, Società di distribuzione o produzione;

– tempi tecnici standard in funzione della tipologia di intervento.

Infine, in merito alla rappresentazione grafica che accompagna la descrizione di alcuni interventi, si riporta di seguito la legenda usualmente adottata.

<b>Elementi d’impianto</b>	<b>In esercizio</b>	<b>Programmati</b>
Centrale Idroelettrica		
Centrale Termoelettrica		
Centrale Geotermoelettrica		
Centrale Eolica		
Stazione AAT a 380 kV RTN		
Stazione AAT a 220 kV RTN		
Stazione AAT non RTN		
Stazione AT a 150 kV		
Stazione AT a 132 kV		
Stazione AT non RTN o Cabina Primaria		
Stazione F.S.		
Utenza Industriale		
<b>Linee elettriche</b>	<b>In esercizio</b>	<b>Programmate</b>
Linea aerea RTN a 380 kV		
Linea aerea non RTN a 380 kV		
Linea aerea RTN a 220 kV		
Linea aerea non RTN a 220 kV		
Linea aerea RTN a 150 kV		
Linea aerea RTN a 132 kV		
Linea aerea non RTN a 150-132 kV		
Linea aerea RTN in doppia terna a 380 kV		
Linea aerea non RTN in doppia terna a 380 kV		
Linea aerea RTN in doppia terna a 220 kV		
Linea aerea non RTN in doppia terna a 220 kV		
Linea aerea RTN in doppia terna a 150 kV		
Linea aerea RTN in doppia terna a 132 kV		
Linea aerea non RTN in d. t. a 150-132 kV		
Linea in cavo RTN a 380 kV		
Linea in cavo non RTN a 380 kV		
Linea in cavo RTN a 220 kV		
Linea in cavo non RTN a 220 kV		
Linea in cavo RTN a 150 kV		
Linea in cavo RTN a 132 kV		
Linea in cavo non RTN a 150-132 kV		
Dismissione linea a 380 kV		
Dismissione linea a 220 kV		
Dismissione linea a 150-132 kV		

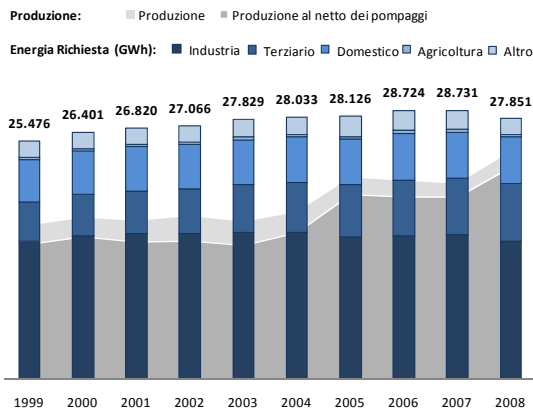




Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

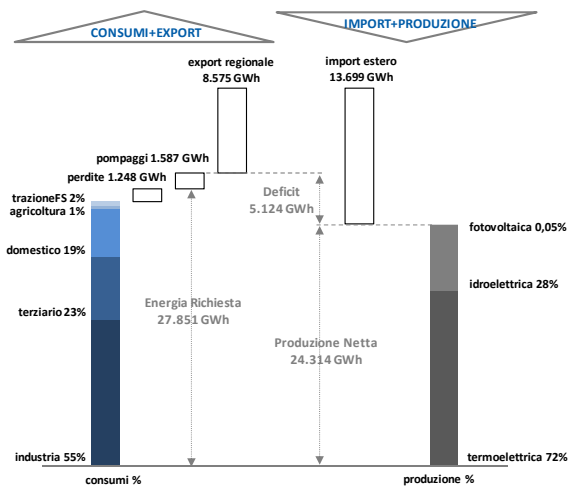
Piemonte

Piemonte: storico produzione/riciesta



Il Piemonte si conferma regione prettamente industriale con un trend di incremento dell'energia richiesta che resta stabile negli anni subendo, nel 2008, una lieve flessione causata dalla crisi economica. Il deficit produzione/riciesta si è ridotto a partire dal 2004 con l'entrata in servizio di nuova capacità produttiva.

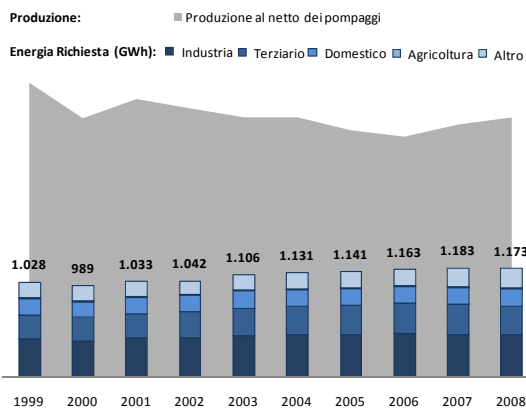
Piemonte: bilancio energetico 2008



Sul fronte generazione/import la regione si contraddistingue per una buona porzione di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile (principalmente idroelettrica) e da un buon valore di importazione dall'estero che consente la copertura del fabbisogno non garantita dalla produzione regionale esportando verso le regioni confinanti il surplus di energia in import dall'estero.

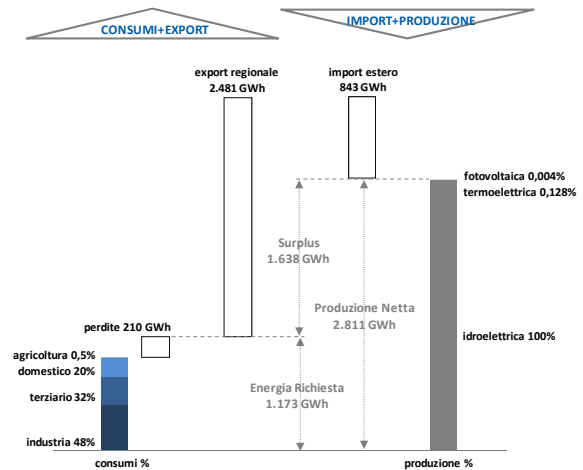
## Valle d'Aosta

### Valle d'Aosta: storico produzione/riciesta



La Valle d'Aosta copre agevolmente i propri consumi grazie alle notevoli risorse idriche presenti che consentono l'autonomia energetica della regione. L'energia elettrica, in eccesso rispetto al fabbisogno locale, è prodotta esclusivamente da fonte idrica. Di conseguenza, anche in ragione della propria dislocazione territoriale, la Valle d'Aosta esporta verso il Piemonte non solo il surplus di energia generata dagli impianti idrici, ma anche l'import dalla Svizzera.

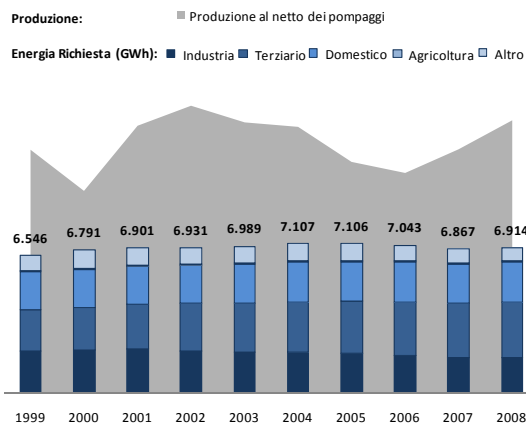
### Valle d'Aosta: bilancio energetico 2008



Sia la richiesta che la produzione hanno un andamento negli ultimi dieci anni pressoché costante. Essendo la regione non particolarmente industrializzata, la crisi, che per sua natura ha determinato una flessione dei consumi di energia elettrica prettamente nel settore industriale, non ha prodotto un'apprezzabile variazione dei consumi nel 2008.

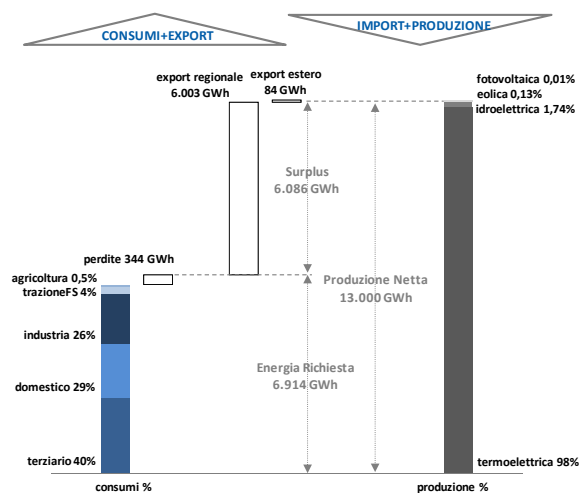
## Liguria

### Liguria: storico produzione/riciesta



La Liguria presenta consumi elevati nei settori terziario e domestico, con l'industria che si mantiene comunque non predominante. Inoltre si contraddistingue per un elevato valore di produzione di energia elettrica garantita per la quasi totalità da impianti termoelettrici tradizionali.

### Liguria: bilancio energetico 2008



Tale produzione, in esubero rispetto al fabbisogno regionale, consente alla Liguria di esportare verso le regioni limitrofe e, soprattutto nella stagione estiva, di aiutare la costa azzurra francese a garantire la copertura del carico ottenendo in definitiva un saldo scambi con l'estero quasi nullo. L'energia richiesta risente poco della crisi con un trend dei consumi che assume un andamento pressoché costante.

## Stato della rete

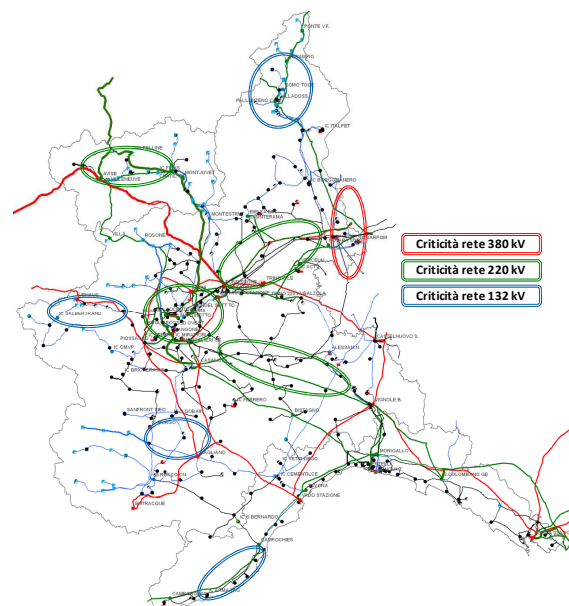
La regione Piemonte registra un deficit fabbisogno/produzione che, contestualmente al fenomeno di trasporto della potenza dall'estero (Svizzera e Francia) e dalle regioni limitrofe (Liguria e Valle d'Aosta) verso la Lombardia, può causare notevoli problemi di sicurezza di esercizio, prevalentemente in relazione al rischio di indisponibilità di elementi di rete primaria.

In particolare, la capacità di trasporto della rete AAT sulla sezione Ovest/Est risulta insufficiente ed i notevoli transiti generano, in condizioni N-1, impegni insostenibili sia sulla rete 220 kV sia sulla rete 132 kV che alimenta le isole di carico laddove è presente un parallelismo con la rete primaria.

Tale condizione si è aggravata con l'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva nell'area (Leyn), Moncalieri, Livorno Ferraris) e potrebbe peggiorare nel medio/lungo periodo con l'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva e di ulteriore potenza in importazione dalla frontiera.

Altre criticità relative alla rete a 220 kV sono evidenziabili nella città di Torino - i cui elettrodotti sono ormai sottodimensionati in relazione all'accresciuta domanda di potenza - e nella Valle d'Aosta, ove la notevole produzione idroelettrica e l'import dalla Svizzera possono subire severe limitazioni a causa della inadeguatezza della rete.

Infine sono emerse negli ultimi anni notevoli limitazioni all'evacuazione in sicurezza della potenza prodotta/importata nella regione Liguria. Tali criticità potrebbero aggravarsi già nel breve periodo qualora nuova capacità produttiva si renda disponibile, limitando notevolmente i transiti verso l'area Centro Nord del Paese.



## Nuove connessioni alla RTN

Non si registrano nuove connessioni alla RTN.

---

## **Nuove esigenze di sviluppo rete**

---

### **Riassesto rete Val Sesia**

***anno: da definire***

Nell'ottica di assicurare una migliore affidabilità del sistema, saranno realizzati sviluppi di rete correlati al collegamento alla RTN degli impianti di Fervento e Riva Valdobbia.

### **Riassesto rete AT Nord Torino**

***anno: 2015***

La rete AT compresa tra le stazioni di Rondissone, Stura e Leinì presenta un inadeguato bilanciamento delle direttrici 132 kV in uscita dalle stazioni di trasformazione. L'intervento prevede, il bypass presso l'impianto Ceat dell'elettrodotto 132 kV "Smat Torino-Cimena" ed il superamento dell'attuale T rigido presente sull'elettrodotto 132 kV "Rondissone-Leinì-der.Michelin Stura" attraverso la realizzazione di un breve raccordo all'impianto Ceat. I lavori consentiranno un incremento dell'affidabilità e della sicurezza di esercizio.

### **Stazione 380 kV Venaus**

***anno: 2014/2015***

Al fine di incrementare la flessibilità e la continuità di esercizio saranno previsti lavori di adeguamento della stazione di Venaus.

### **Stazioni 380 kV Leynì, Vignole e Piossasco**

***anno: 2015/ lungo termine***

Presso gli impianti 380 kV di Leynì, Vignole e Piossasco è in programma l'installazione di nuovi banchi di reattanze trasversali, ciascuno da 200 MVAR, direttamente sulle sezioni AAT.

### **Rete Sud Torino**

***anno: lungo termine***

Emerge l'esigenza di rinforzare l'iniezione di potenza dalla stazione di Piossasco verso le isole di carico a Sud-Ovest del Piemonte. Pertanto, in aggiunta ai lavori di sviluppo già previsti sull'elettrodotto 132 kV Villanova-Villafranca, saranno ricostruite le direttrici 132 kV Piossasco-Airasca-SKF Airasca-Stella, Casanova-Poirino-Villanova e Casanova-Valpone per consentire il miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio.

***Stato di avanzamento dell'opera: Iter autorizzativo concluso per i lavori sull'elettrodotto 132 kV Villanova-Villafranca.***

### **Rete Cuneo/Savona**

***anno: da definire***

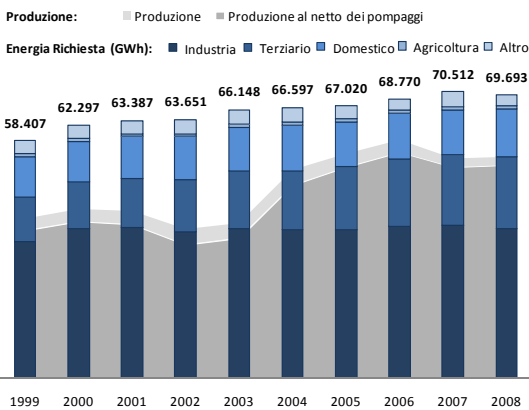
La porzione di rete tra le province di Cuneo e Savona è limitata nel trasferire potenza dalla stazione di Magliano verso l'area di carico Ligure. È prevista la risoluzione di tali vincoli ricostruendo la direttrice 132 kV Magliano-Carru-Ceva-Cairo consentendo, a fine lavori, di incrementare anche la qualità del servizio.



**Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)**

*Lombardia*

*Lombardia: storico produzione/richiesta*



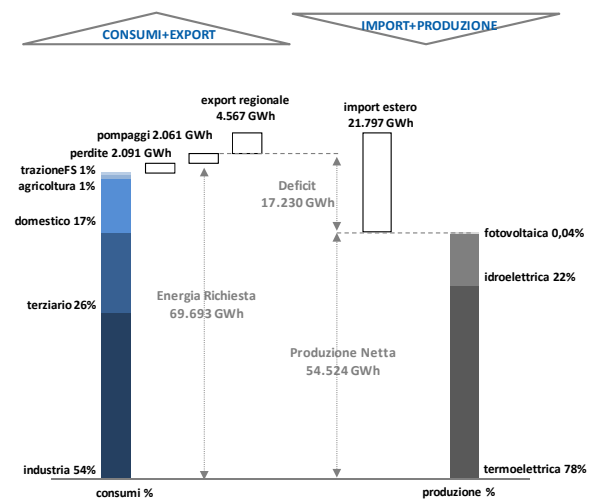
Il fabbisogno di energia elettrica della regione Lombardia per l'anno 2008 è stato pari a circa 70 TWh. Nel bilancio regionale dei consumi la quota parte maggiore spetta al settore industriale (54%), che copre più della metà del fabbisogno, seguono il terziario (26%), il domestico (17%) e l'agricoltura (1%).

Il fabbisogno energetico è stato coperto per il 78% da produzione termoelettrica seguita da quella idroelettrica (22%) e da una piccola quota parte di energia fotovoltaica.

La regione Lombardia con circa 50 MW di potenza fotovoltaica installata<sup>51</sup> risulta la seconda regione in Italia per produzione da fonte solare.

Non potendo garantire il fabbisogno di energia con la propria produzione interna, la regione si conferma deficitaria.

*Lombardia: bilancio energetico 2008*



L'analisi delle serie storiche di produzione e consumo regionale evidenzia come la crescita dei consumi negli anni sia stata frenata nell'ultimo anno a seguito del periodo di forte crisi economica che ha caratterizzato il nostro paese nell'ultima metà del 2008. Ciò ha determinato una forte riduzione dei consumi industriali (-2,5%) a differenza degli altri settori per i quali si è avuta una crescita dei consumi, in particolare per il settore terziario (+2,7%).

<sup>51</sup> Fonte "Statistiche sulle Fonti Rinnovabili in Italia anno 2008" GSE

## Stato della rete

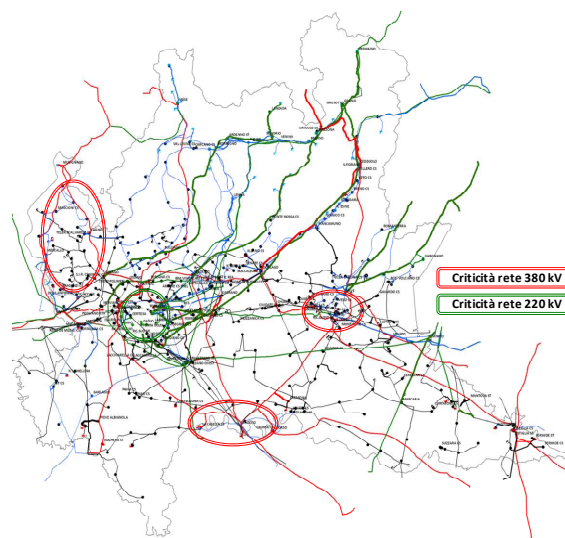
La richiesta dei consumi della Lombardia, contrapposta ad uno sviluppo più limitato del parco produttivo regionale ha determinato, nel corso degli ultimi anni, un incremento dei transiti di potenza dal Piemonte evidenziando, sempre più, un forte vincolo di rete fra queste due regioni. Tale vincolo di rete si è ulteriormente aggravato con l'entrata in servizio di nuove centrali nelle due regioni, per quasi 3.000 MW, alle quali si somma la produzione dei poli esistenti-storici di produzione di Roncovalgrande, Turbigo e Tavazzano, e l'import dalla frontiera Franco/Svizzera.

Particolare attenzione, viene posta all'area della città di Milano, ove si concentra circa il 30% dei consumi dell'intera regione e che ha registrato nel 2008 un incremento del + 1,8% rispetto al 2007. Il tutto nella prospettiva di dover garantire la massima efficienza del sistema elettrico anche in relazione all'evento EXPO 2015.

Inoltre, sulla rete in esame si registrano problemi di tensioni elevate nelle ore di basso carico a causa

della presenza dei collegamenti in cavo tipici di un contesto urbano.

Sono di seguito rappresentate in forma schematica le aree di maggiore criticità sulla rete di trasporto.



## Nuove connessioni alla RTN

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2009 suddivise per tipologia (centrali di produzione da fonte rinnovabile e/o convenzionale autorizzate, cabine primarie, utenze

passive e merchant lines) per ciascuna delle quali viene riportata in "Allegato connessioni alla RTN" la soluzione di connessione proposta.

Tipologia	Società	MVA	Tipo impianto	Regione
Produttore	Maire Tecnimont S.p.A.	22,3	Biomassa	Lombardia

Tipologia	Società	MVA	Regione
Utente	Forgiatura A. Vienna di Antonio Vienna e C. S.a.s.	50	Lombardia



---

## Nuove esigenze di sviluppo rete

---

### Nuovo elettrodotto 380 kV "Cassano – Chiari"

**anno: lungo termine**

*Disegno: elettrodotto 380 kV "Cassano – Chiari"*

Nell'ottica di incrementare l'efficienza della rete elettrica, l'elettrodotto 220 kV "Cassano – Ric. Ovest BS" sarà riclassato a 380 kV tra le SE di Cassano e di Chiari". Il nuovo collegamento sarà realizzando sfruttando il parallelismo con il corridoio infrastrutturale del nuovo collegamento autostradale Brescia – Bergamo – Milano (BRE-BE-MI) e garantirà un migliore dispacciamento della produzione elettrica della Lombardia, aumentando i margini di sicurezza di copertura del fabbisogno.

### Stazioni 380 kV Bovisio, Turbigo

**anno: 2015/ lungo termine**

Sono state individuate presso gli impianti a 380 kV di Bovisio e Turbigo le aree più idonee all'installazione di nuovi banchi di reattanze trasversali, ciascuno da 200 MVAR, direttamente sulle sezioni AAT.

### Elettrodotto 220 kV "Glorenza –Tirano -der. Premadio"

**anno: 2015**

Al fine di incrementare l'affidabilità del servizio elettrico e di garantire un migliore sfruttamento della produzione idroelettrica dell'Alta Valcamonica, sarà rimossa la derivazione rigida dell'impianto di Premadio sulla direttrice 220 kV "Glorenza – Villa di Tirano".

In data 13 novembre 2009 con delibera comunale N.35 è stato approvato il Protocollo d'Intesa con il comune di Valdidentro per l'intervento in questione.

### Elettrodotto 132 kV "Solaro – Arese"

**anno: da definire**

In provincia di Milano, al fine di rimuovere limitazioni sulla capacità di trasporto esistenti della rete è previsto il potenziamento dell'elettrodotto "Solaro – Arese"; contestualmente sarà studiata la possibilità di superare l'attuale configurazione in derivazione rigida su Ospiate.

### Riassetto rete 132 kV Monza/Brianza

**anno: 2015**

*Disegno: Riassetto rete 132 kV Monza*

Al fine di migliorare l'affidabilità e la sicurezza di esercizio della rete AT, area Monza, sono stati programmati alcuni interventi sulla rete 132 kV. In particolare sono previsti interventi di potenziamento delle linee "Brugherio – Monza Est", "Monza Est – CP Arcore" e "Arcore Enel – Biassono" e della linea "Rise Sesto – Arcore Edis".

Contestualmente sarà eliminata la derivazione rigida di Lenna All realizzando così due collegamenti separati "Rise Sesto – Brugherio" e "Lenna – Brugherio". E' inoltre allo studio la possibilità di installare un congiuntore sbarra presso l'impianto di Rise al fine di incrementare la flessibilità dell'esercizio nell'area.

### Razionalizzazione 132 kV Cremona

**anno: da definire**

*Disegno: Razionalizzazione 132 kV Cremona*

Al fine di aumentare la capacità di trasporto della rete AT, superare le attuali criticità di esercizio e garantire un miglioramento dei profili di tensione nell'area di Cremona è stata pianificata l'installazione di una batteria di condensatori da 54 MVAR nell'impianto di Cremona oltre che una serie di interventi di potenziamento dei collegamenti TELAT a 132 kV "Asola – Pessina", "Cremona FS - Pessina" e "Cremona Est – Cremona"; inoltre è allo studio la possibilità di superare l'attuale connessione in antenna dei carichi di Piadena mediante un nuovo collegamento tra Cella Dati e Piadena.

### Riassetto rete AT area Como

**anno: 2014**

Al fine di migliorare la qualità del servizio nell'area compresa fra le stazioni di Cislago, Bulciago e Mese saranno potenziati gli elettrodotti 132 kV "Cislago – Novedrate", "Cislago – Meda" e "Novedrate – Cucciago". Contestualmente, al fine di incrementare l'affidabilità e la qualità del servizio sarà superata l'attuale derivazione rigida "Cislago – Meda – Mariano".

### Riassetto rete AT area Lecco

**anno: 2014**

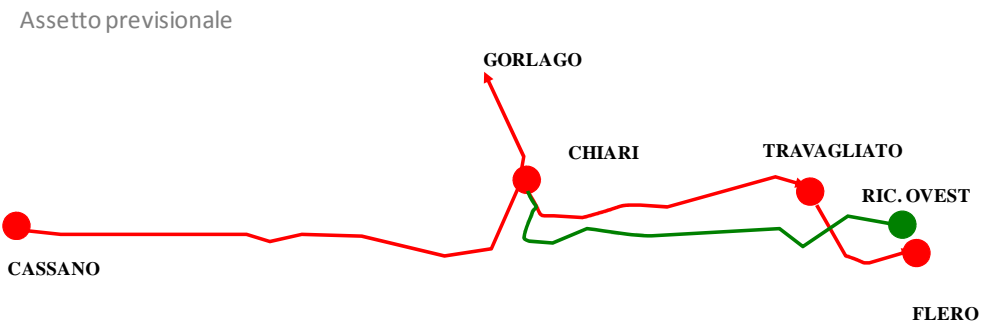
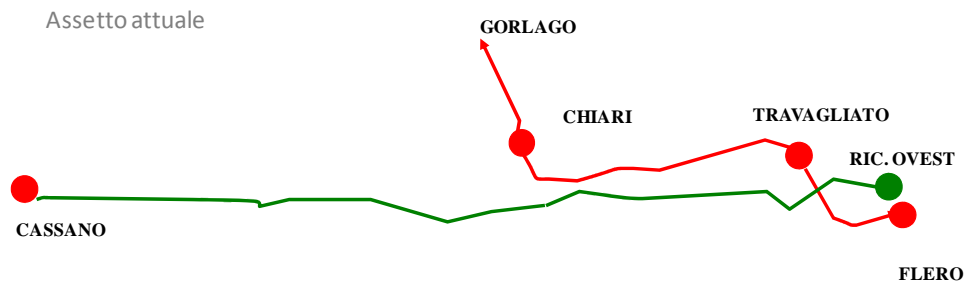
La presenza di limitazioni della capacità di trasporto rende necessario il potenziamento del collegamento il collegamento 132 kV "Bonacina – Olginate"; contestualmente sarà studiata la possibilità di incrementare la flessibilità di esercizio della rete mediante l'installazione di un congiuntore di sbarra presso l'impianto 132 kV di Bonacina (Enel. D.).

### Elettrodotto 132 kV "Arena Po-Copiano"

**anno: da definire**

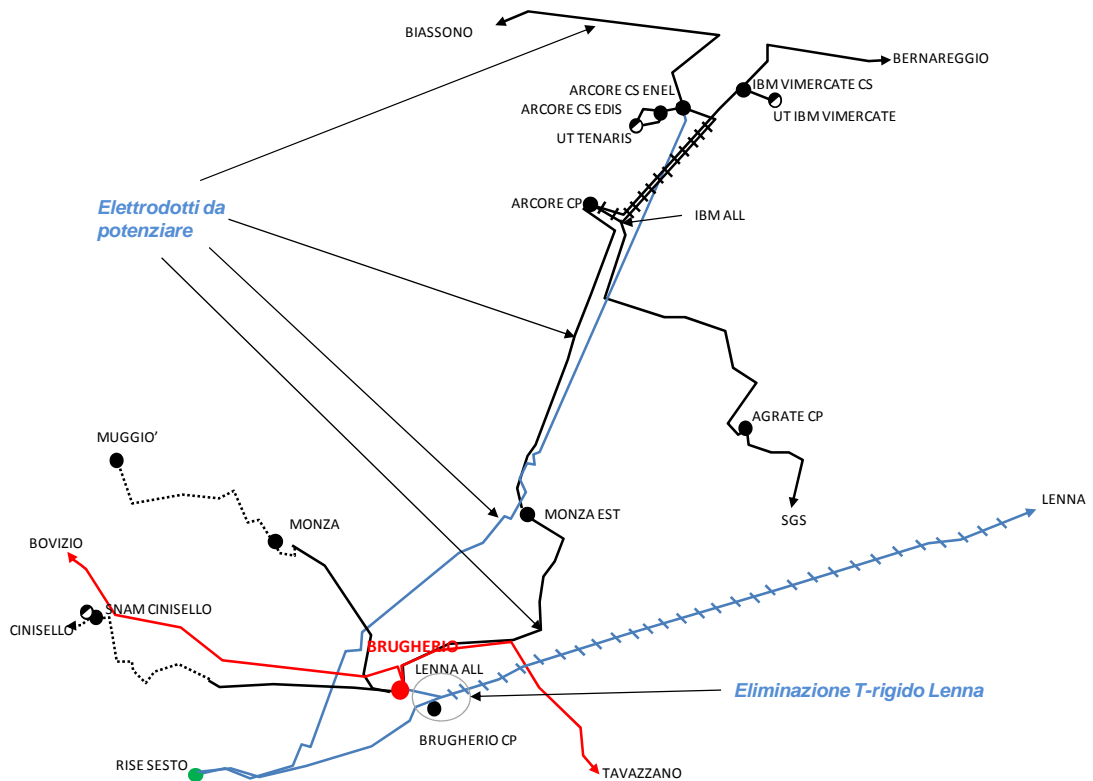
Al fine di garantire la sicurezza di alimentazione dei carichi locali in ogni condizione di esercizio sarà potenziato l'esistente elettrodotto "Arena Po – Copiano".

Nuovo elettrodotto 380 kV "Cassano - Chiari"



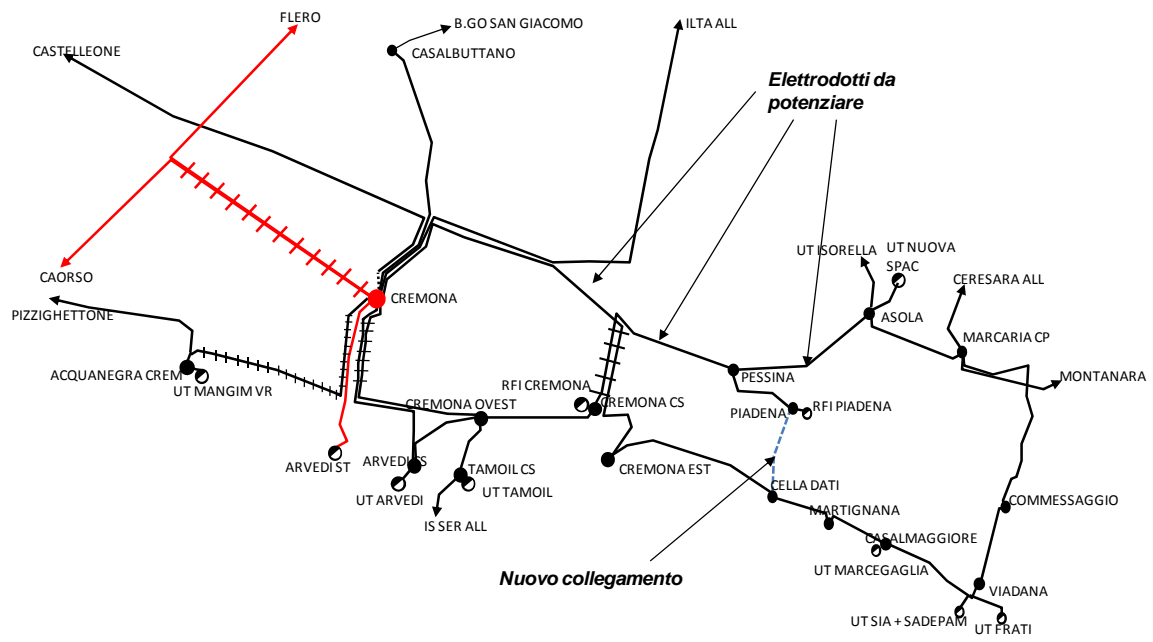
Riaspetto rete 132 kV Monza

Lavori programmati



## Razionalizzazione 132 kV Cremona

Lavori programmati





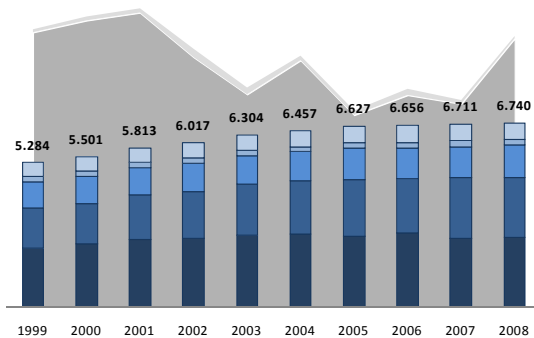


**Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)**

*Trentino Alto Adige*

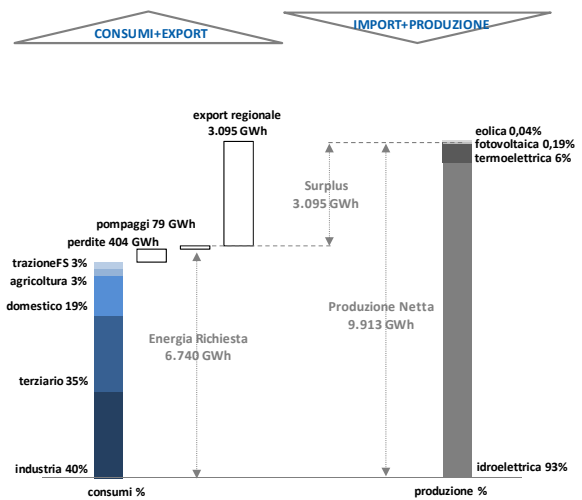
*Trentino Alto Adige: storico produzione/richiesta*

Produzione: ■ Produzione al netto dei pompaggi  
 Energia Richiesta (GWh): ■ Industria ■ Terziario ■ Domestico ■ Agricoltura ■ Altro



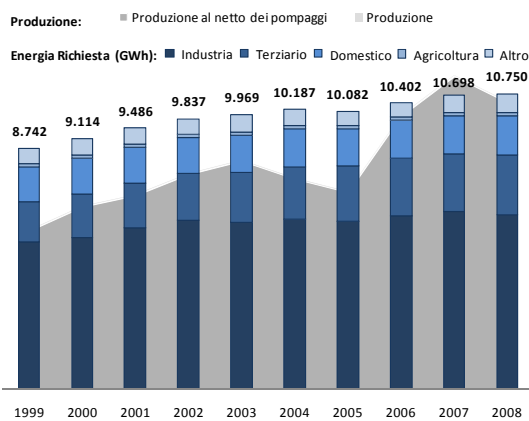
Il fabbisogno di energia elettrica della regione Trentino Alto Adige per l'anno 2008 è stato pari a circa 6.7 TWh. Il bilancio regionale dei consumi è stato prevalentemente industriale (40%) e terziario (35%), seguiti dal domestico (19%) e l'agricoltura (3,3%), mentre il resto è destinato ai consumi per trazione ferroviaria, ai pompaggi, perdite in rete e all'export verso le altre regioni.

*Trentino Alto Adige: bilancio energetico 2008*



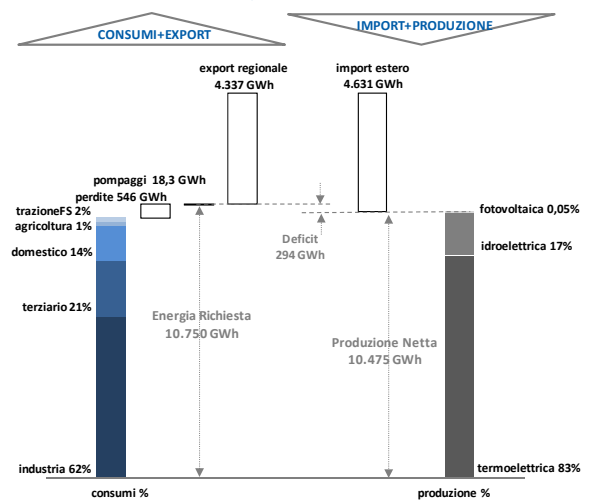
Il fabbisogno energetico è coperto per lo più da produzione idroelettrica seguita da quella termoelettrica e da una minima parte di energia proveniente da altre fonti rinnovabili. La produzione interna riesce a coprire l'intero fabbisogno regionale, rendendo la regione fortemente esportatrice.

Friuli Venezia Giulia: storico produzione/richiesta



La regione del Friuli Venezia Giulia è caratterizzata prevalentemente da consumi industriali (62%) e del terziario (21%), seguiti dal domestico (14%) e dal settore agricolo (1,2%). Il totale del fabbisogno di energia elettrica della regione per l'anno 2008 è stato pari a circa 11 TWh. Come si nota dal grafico la produzione interna regionale non è stata in grado di coprire il fabbisogno energetico interno.

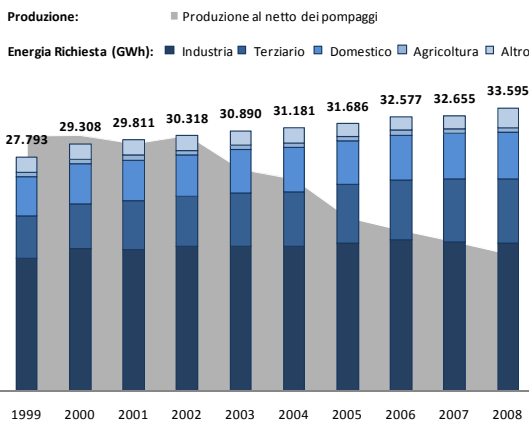
Friuli Venezia Giulia: bilancio energetico 2008



La serie storica mostra che i consumi regionali negli ultimi anni hanno subito un aumento confermato anche per l'ultimo anno dell'analisi. Contemporaneamente si registra anche un aumento sul fronte della produzione interna anche se per l'ultimo anno dell'analisi non è riuscita a coprire i consumi interni

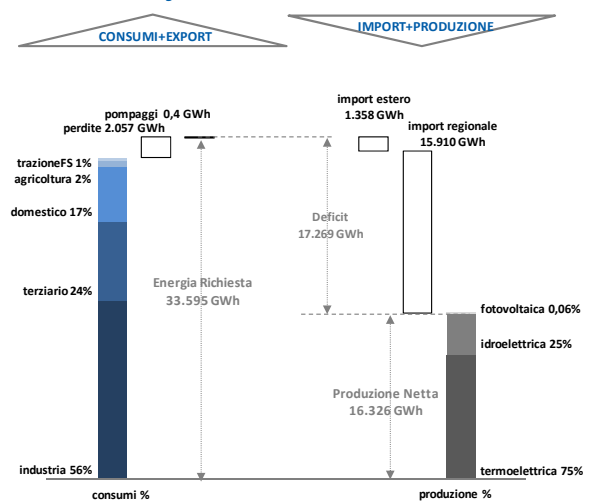
Veneto

Veneto: storico produzione/richiesta



Il fabbisogno di energia elettrica della regione Veneto per l'anno 2008 è stato pari a circa 33.5 GWh. Il bilancio regionale dei consumi è prevalentemente industriale (56%) e terziario (24%), seguiti dal domestico (17%) e l'agricoltura (2%), mentre il resto è destinato ai consumi per trazione ferroviaria, ai pompaggi, perdite in rete e all'export verso le altre regioni.

Veneto: bilancio energetico 2008



Dallo storico produzione/richiesta si registra una forte contrazione della produzione interna, di gran lunga inferiore ai consumi regionali confermando la tendenza della regione ad essere importatrice netta.

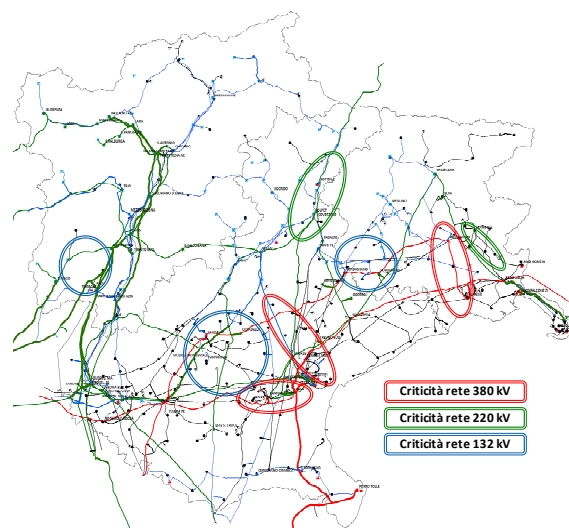
## Stato della rete

La rete ad altissima tensione dell'area Nord-Est del Paese rappresenta attualmente una sezione critica dell'intero sistema elettrico italiano, essendo caratterizzata da un basso livello di interconnessione e di mutua riserva (magliatura). La rete a 380 kV si compone di un ampio anello che si chiude ad Ovest nella stazione di Dugale (VR) e ad Est, nella stazione di Planais (UD). Così come strutturata, la rete elettrica in esame risulta fortemente squilibrata sul nodo di Redipuglia, attraverso il quale transitano sia i flussi di potenza provenienti dall'interconnessione Italia-Slovenia, sia la produzione dei poli produttivi di Monfalcone e Torviscosa.

Relativamente alla rete a 132 kV, a dispetto di un trend di crescita contenuto si confermano fortemente critiche le aree comprese fra Vicenza, Treviso e Padova anche a causa dei ritardi nel completamento degli interventi di sviluppo previsti sulla rete 380 kV. In particolare la mancanza di iniezioni dalla rete 380 kV su rete 132 kV rende necessario risolvere alcune criticità puntuali lungo la direttrice 132 kV "Castelfranco – Salgareda-Scorzè".

Inoltre la recente acquisizione delle linee TELAT nel perimetro della RTN ha evidenziato, a causa della scarsa capacità di trasporto delle stesse, la necessità di potenziare le direttrici tra Planais e Salgareda.

Nella figura successiva si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia.



## Nuove connessioni alla RTN

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2009 suddivise per tipologia (centrali di produzione da fonte rinnovabile e/o convenzionale autorizzate, cabine primarie, utenze

passive e merchant lines) per ciascuna delle quali viene riportata in "Allegato connessioni alla RTN" la soluzione di connessione proposta.

Tipologia	Società	MVA	Tipo impianto	Regione
Produttore	Solareolica S.r.l.	12,5	Fotovoltaico	Veneto
	Burgo Group S.p.A.	120	Ciclo Combinato	Friuli Venezia Giulia

Tipologia	Società	Nome	Tipo impianto	Regione
Distributore	Enel Distribuzione	Rio Pusteria	Cabina Primaria	Trentino Alto Adige
	Enel Distribuzione	Glorenza	Cabina Primaria	Trentino Alto Adige
	Enel Distribuzione	Bonavicina	Cabina Primaria	Veneto

Tipologia	Società	MVA	Regione
Utente	Air Liquide Italia Produzione S.r.l.	30	Veneto
	NUNKI STEEL S.p.A.	100	Friuli Venezia Giulia
	Fantoni S.p.A.	31,6	Friuli Venezia Giulia

Tipologia	Società	MVA	Regione
Merchant Line	Eneco Valcanale	-	Friuli Venezia Giulia

### Nuove esigenze di sviluppo rete

#### **Elettrodotto 132 kV “Mezzocorona – S.Michele” (TN)**

**anno: 2014**

Al fine di incrementare l’affidabilità della rete 132 kV sarà superato l’esistente schema di connessione in derivazione rigida dell’utente SEPR prevedendo la connessione dello stesso in antenna, previo accordo con il distributore, presso l’impianto di S.Michele.

#### **Riassetto rete alto Bellunese (BL)**

**anno: lungo termine**

Al fine di garantire il pieno sfruttamento della produzione idrica dell’alto Bellunese e superare le attuali limitazioni della capacità di trasporto delle linee esistenti sarà potenziata, contestualmente al già previsto intervento sulla linea 132 kV “Desedan – Forno di Zoldo”, la direttrice tra Polpete Pelos. Parallelamente sarà studiato un riassetto della rete di trasmissione nell’area in esame, riducendo l’impatto delle infrastrutture esistenti sul territorio.

#### **Potenziamento rete AT Padova (PD)**

**anno: lungo termine**

La limitata capacità di trasporto di alcuni collegamenti AT nell’area di Padova rendono difficile e ai limiti dei consueti margini di sicurezza,

l’esercizio della rete nella zona in questione. Per incrementare, quindi, l’affidabilità e la sicurezza del servizio elettrico è previsto il potenziamento degli elettrodotti TELAT 132 kV “Camin – Padova VT”, “Bassanello – Camin”, “Lonigo – Ponte Botti” e “Abano – Ponte Botti”.

#### **Potenziamento rete AT Vicenza (VI)**

**anno: lungo termine**

Al fine di garantire una maggiore affidabilità e flessibilità di esercizio della rete AT nell’area urbana di Vicenza sarà previsto, di concerto con il Distributore, la realizzazione di una nuova stazione di smistamento 132 kV presso l’impianto di Arsiero, di proprietà Enel D., e il riclassamento delle linee 60 kV, di proprietà TELAT, afferenti allo stesso. Contestualmente sarà studiata la possibilità di richiudere l’anello 132 kV di alimentazione della città di Vicenza.

#### **SE 220 kV Castelbello (BZ)**

**anno: 2014**

Per far fronte allo sviluppo della rete nell’area verrà potenziata l’attuale trasformazione 220/132 kV di Castelbello (MVA) con una altra nuova macchina da 160 MVA.

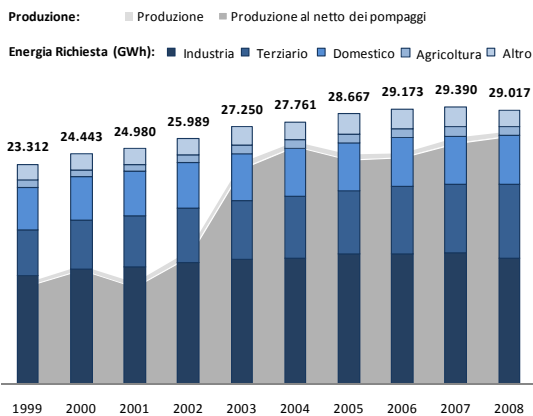




**Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)**

*Emilia Romagna*

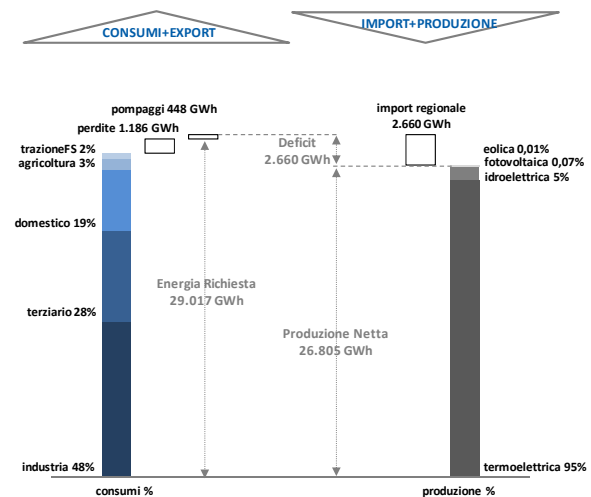
*Emilia Romagna: storico produzione/richiesta*



L'Emilia Romagna conferma la propria autonomia energetica presentando un deficit risicato della produzione rispetto alla domanda.

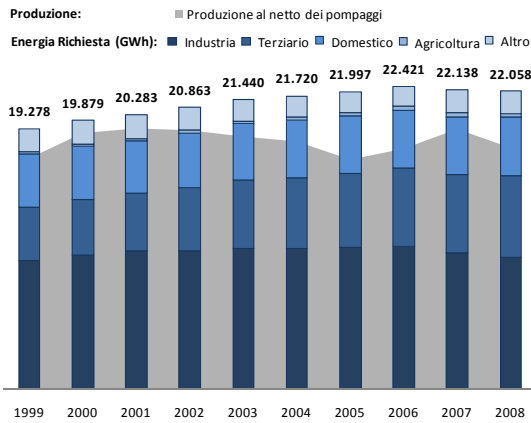
Pur essendo una regione i cui consumi nel settore industriale costituiscono una buona fetta del fabbisogno totale, il trend di crescita del fabbisogno si è mantenuto elevato nell'ultimo decennio e la lieve flessione nel 2008, imputabile alla crisi economica internazionale, ha intaccato solo parzialmente il trend.

*Emilia Romagna: bilancio energetico 2008*



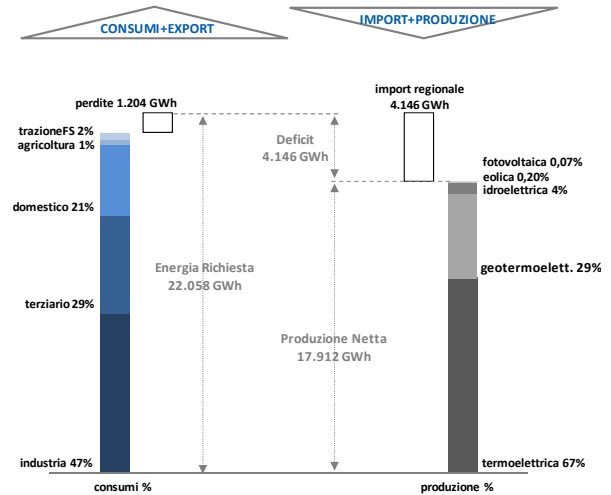
Sul fronte produzione, la generazione da impianti termoelettrici tradizionali è dominante con il rinnovabile di circa il 5%.

Toscana: storico produzione/riciesta



La regione Toscana, nella sua unicità, sfrutta la fonte geotermica del polo di Larderello per la produzione di energia elettrica, offrendo un contributo notevole all'utilizzo delle fonti rinnovabili. Tuttavia, il deficit produzione/riciesta si mantiene elevato, circa 4.100 GWh, e coperto da import regionale.

Toscana: bilancio energetico 2008

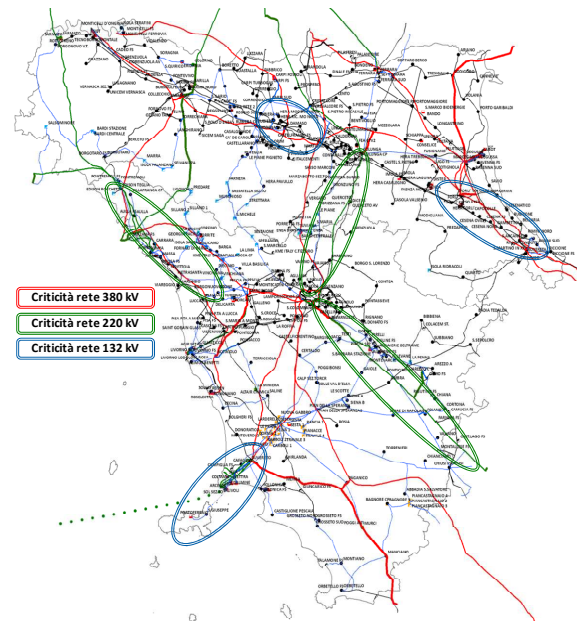


I consumi, di natura fortemente industriale, negli ultimi dieci anni sono cresciuti in modo pressoché costante ed apparentemente non hanno subito, a causa della crisi economica, forti flessioni negative nel 2008.

### Stato della rete

La rete AAT presente nelle regioni Emilia Romagna e Toscana è impegnata dai transiti di potenza dal Nord verso il Centro Italia imputabili alla produzione più efficiente delle centrali di recente costruzione nel Nord ed all'energia importata dall'estero sulla frontiera nord. Resta inteso quindi che alcune dorsali 220 kV possono diventare colli di bottiglia per il trasporto di energia elettrica in sicurezza e generare congestioni che possono vincolare gli scambi tra zone di mercato e quindi limitare la produzione da impianti più efficienti. La rete di subtrasmissione nelle zone tra Massa, Pisa e Lucca e nell'area di Bologna, allo stato attuale, risulta saturata e necessita di nuove iniezioni di potenza dalla rete di trasmissione attraverso la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione. Inoltre, in alcune aree, gli autotrasformatori sono notevolmente impegnati quindi risulta essenziale incrementare le trasformazioni esistenti. Infine, alla luce delle acquisizioni della rete AT di Enel Distribuzione, sono emerse criticità in termini di sicurezza locale e qualità del servizio nell'area metropolitana di Firenze e nelle aree di Forlì e Cesena, oltre ad altre difficoltà di esercizio su direttrici ad alta tensione

dovute essenzialmente a elementi di rete non più adeguati agli standard attuali.



## Nuove connessioni alla RTN

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2009 suddivise per tipologia (centrali di produzione da fonte rinnovabile e/o convenzionale autorizzate, cabine primarie, utenze

passive e merchant lines) per ciascuna delle quali viene riportata in "Allegato connessioni alla RTN" la soluzione di connessione proposta.

Tipologia	Società	MVA	Tipo impianto	Regione
Produttore	Feder Petroli Green Road S.r.l.	30	Biomasse	Toscana
	PORTO ENERGIA S.r.l.	52	Biomasse	Toscana
	CAVIRO DISTILLERIE S.r.l.	17	Biomasse	Emilia Romagna
	Carpinaccio S.r.l.	16	Eolico	Toscana

Tipologia	Società	Nome	Tipo impianto	Regione
Distributore	Hera	Modena "Cittanova"	Cabina Primaria	Emilia Romagna

Tipologia	Società	MVA	Regione
Utente	Nuovo Pignone S.p.A.	da 34 a 100 MVA	Toscana

## **Nuove esigenze di sviluppo rete**

### **Stazione 380 kV Forlì**

**anno: 2015**

Presso l'impianto 380 kV di Forlì è in programma l'installazione di un nuovo banco di reattanze trasversali da 200 MVar, direttamente sulla sezione AAT.

### **Nuova SE 380 kV Vaiano**

**anno: da definire**

Nell'ottica di migliorare la sicurezza locale e la qualità del servizio della rete, garantendo un'ulteriore immissione di potenza sulla rete di subtrasmissione dell'area, sarà realizzata una nuova Stazione Elettrica 380/132 kV nell'area di Vaiano. La stazione sarà collegata in entra-esce alla linea 380 kV "Bargi - Calenzano" e raccordata alla vicina rete 132 kV.

Saranno inoltre potenziate le linee AT verso Firenze e Prato, realizzando al contempo un nuovo collegamento tra le CP di S.Paolo e S.Martino

### **Rete metropolitana di Firenze**

**anno: da definire**

Al fine di migliorare la sicurezza e la qualità del servizio della rete dell'area metropolitana di Firenze, si prevede un riassetto e potenziamento della direttici 132 kV tra le stazioni di Calenzano, Casellina e Tavarnuzze.

Sono previste tre direttrici tra la stazione di Calenzano e la CP Sodo: una diretta, una nuova attraverso la CP Sesto Fiorentino ed un'altra attraverso le CP di Osmannoro e Peretola.

Saranno realizzati due nuovi collegamenti in uscita dalla stazione di Casellina verso le CP di Rifredi e S. Lorenzo a Greve, a loro volta collegate attraverso la CP Cascine con un nuovo elettrodotto di adeguata portata.

Inoltre i collegamenti in uscita da Tavarnuzze verso S.Lorenzo a Greve, Monte alle Croci e Ponte a Ema dovranno essere ricostruiti con adeguata capacità di trasporto.

Infine sarà realizzato un collegamento tra la nuova stazione 380/132 kV di Vaiano, la CP Faentina e la CP Varlungo, eventualmente sfruttando asset esistenti ed in sinergia con la rete di RFI, ove pertanto potrà essere prevista una diversa alimentazione per la SSE Rifredi di RFI.

L'intervento potrà anche consentire un corposo riassetto della rete AT presente nell'area ed una significativa opera di razionalizzazione territoriale ed ambientale.

**Stato di avanzamento dell'opera:** iter autorizzativo concluso per gli elettrodotti 132 kV "Tavarnuzze – Monte alle Croci" e "Tavarnuzze – Ponte a Ema".

### **Rete area Forlì/Cesena**

**anno: lungo termine**

La rete AT che alimenta l'area di Forlì e Cesena e la Repubblica di S.Marino presenta oggi notevoli criticità di esercizio che compromettono la sicurezza locale e la continuità di alimentazione dei carichi.

Per consentire il superamento di tali problematiche saranno previsti, sfruttando eventualmente gli asset già presenti nell'area, i seguenti lavori:

- la realizzazione di una direttrice 132 kV di adeguata capacità di trasporto Forlì VO-Gambettola che alimenta le CP Capocolle, Cesena Ovest e Cesena Nord;
- la realizzazione di una seconda via di alimentazione dalla stazione 380/132 kV S. Martino XX alla CP Rimini N.

Inoltre, previo coordinamento con RFI, potranno essere realizzati i raccordi alla stazione di S. Martino XX dell'attuale elettrodotto 132 kV Talamello-FS Riccione-der.Cailungo ed il potenziamento del tratto di elettrodotto tra S. Martino XX e Cailungo, eventualmente ricostruendo in doppia terna l'accesso all'impianto di Cailungo per l'eliminazione del T rigido.

### **Rete nord-ovest Emilia**

**anno: lungo termine**

Al fine di incrementare la sicurezza locale e garantire una migliore continuità del servizio, sono stati pianificati i seguenti interventi di sviluppo:

- nell'area tra Modena e Bologna, la ricostruzione degli elettrodotti 132 kV "Martignone-Riale", "Spilimberto-Solignano" e "Solignano-S. Damaso";
- nell'area di Fiorenzuola la ricostruzione dell'elettrodotto 132 kV "Fiorenzuola-Montale".

### **Rete Sud-Toscana**

**anno: da definire**

Gli attuali livelli di qualità del servizio dell'area sono compromessi da alcune problematiche locali per superare le quali è stata pianificata la ricostruzione dell'elettrodotto 132 kV "Gallicano-Fornaci di Barga" nell'area a Nord di Lucca e "Pian della Speranza – Siena A" nell'area di Siena.

## Riassetto rete area di Livorno

**anno: lungo termine**

**Disegno: Riassetto rete Livorno**

La rete nell'area di Livorno potrebbe presentare un aumento delle criticità di esercizio nel breve termine dovute anche alle richieste di connessione di nuove centrali pervenute nel corso del 2008.

Nell'ottica di preservare le funzionalità del polo produttivo di Livorno nel suo complesso ed adeguare il livello di qualità del servizio agli standard attuali (causato sia dalla mancanza di separazione funzionale in alcuni impianti sia dalla inadeguatezza delle apparecchiature in relazione alle nuove potenze di cortocircuito) sarà realizzata una nuova stazione 132 kV alla quale saranno raccordati i seguenti elettrodotti:

- elettrodotto 132 kV Acciaiolo-Li. Marzocco;
- elettrodotto 132 kV Visignano-Li. Marzocco nel tratto nuova SE- Visignano;
- elettrodotto 220 kV Li. Marzocco-Marginone prevedendo il declassamento nel tratto nuova SE-Marginone con la connessione in entra-esce della CP Pontedera, e l'installazione di un ATR 220/132 kV dedicato alla connessione del tratto nuova SE-Li.Marzocco.

Sono previsti inoltre lavori di riassetto della direttrice 132 kV Livorno PI-Li. Marzocco-Li. Lodolo-Livorno Est-La Rosa prevedendo i necessari raccordi e ricostruendo l'elettrodotto 132 kV Acciaiolo-LaRosa. Quest'ultimo sarà in doppia terna nel tratto tra la stazione di Acciaiolo e l'incrocio con l'elettrodotto 132 kV Rosignano Nuova-Li. Marzocco ed in singola terna nel restante tratto.

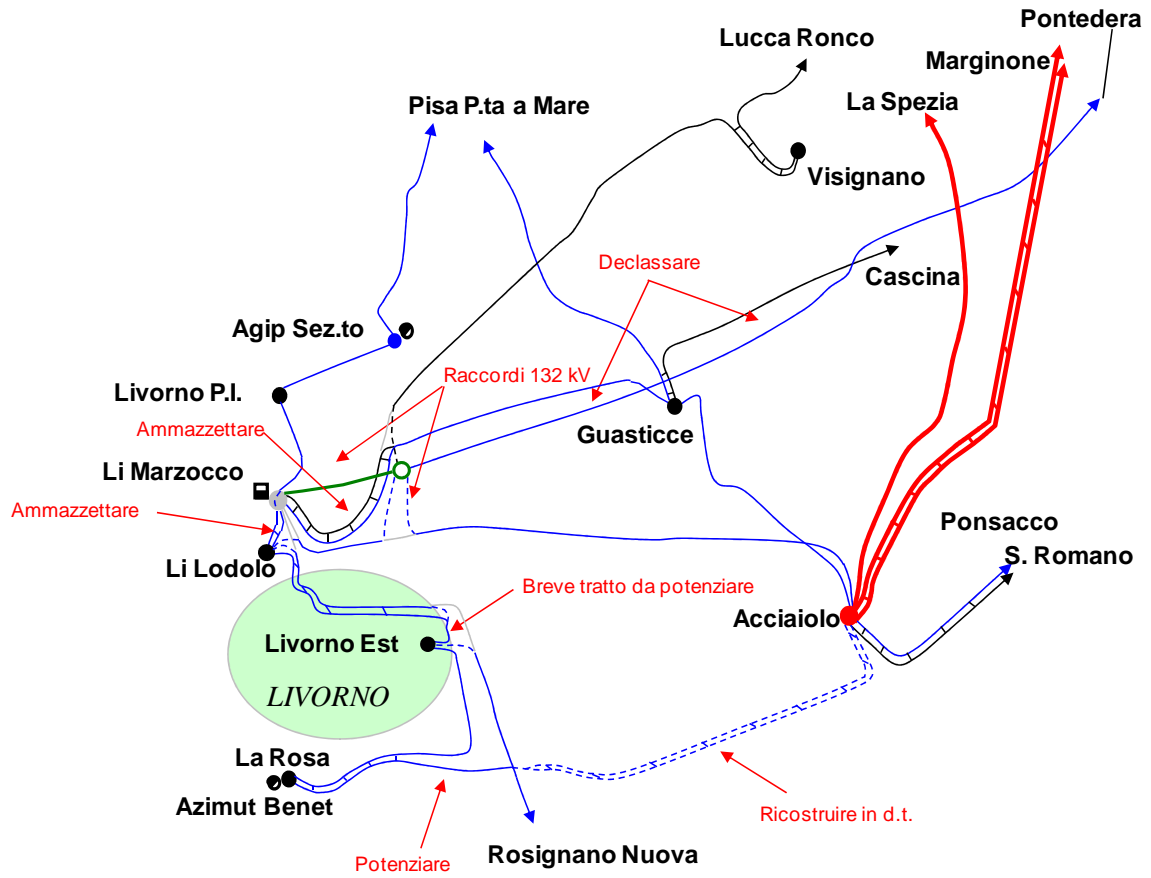
La nuova stazione dovrà rispondere anche a future richieste di connessione di nuove centrali o di re-powering di impianti produttivi esistenti associando, a tali nuovi input, ulteriori interventi di sviluppo.

Presso gli impianti di Li Lodolo e Livorno Est saranno effettuati i necessari raccordi alla rete AT; inoltre presso l'impianto di Livorno Est sarà necessario realizzare (a cura del distributore locale) alcuni lavori di adattamento al futuro assetto di rete.

L'intervento consente di evitare lavori consistenti di adeguamento della sezione 132 kV di Livorno M. e di svincolarsi da tele impianto nell'esercizio di rete lasciandolo funzionale solo alla connessione del polo produttivo di Enel Produzione.

Riassetto rete Livorno

Lavori programmati

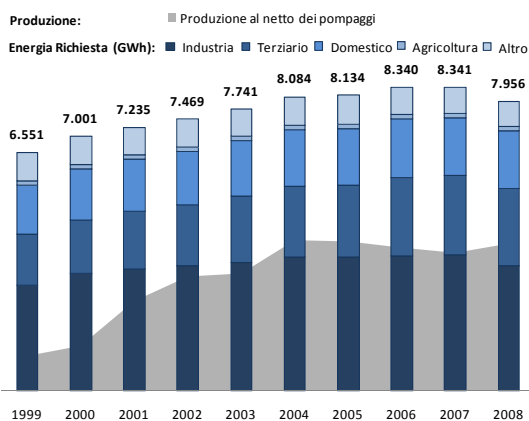




Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

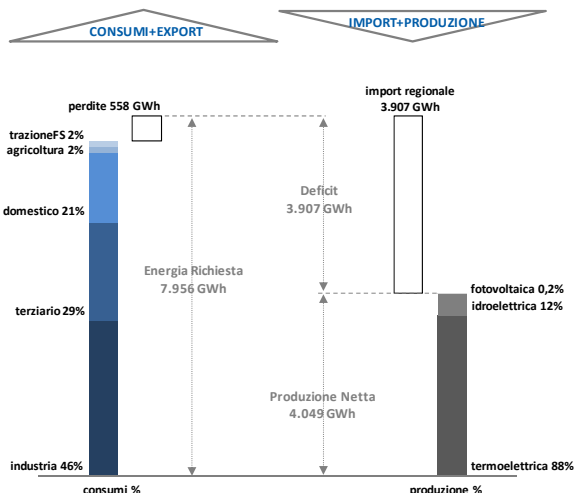
Marche

Marche: storico produzione/richiesta



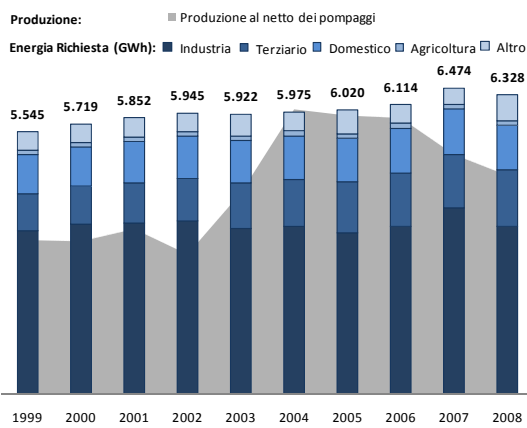
Le Marche confermano la propria impronta di regione ampiamente deficitaria in termini di produzione a copertura della richiesta, importando dalle regioni limitrofe quasi il 50% dell'energia. Nonostante tale condizione, il trend di crescita dei consumi si è mantenuto alto fino al 2007 subendo, nel 2008, un'importante flessione imputabile alla crisi economica.

Marche: bilancio energetico 2008



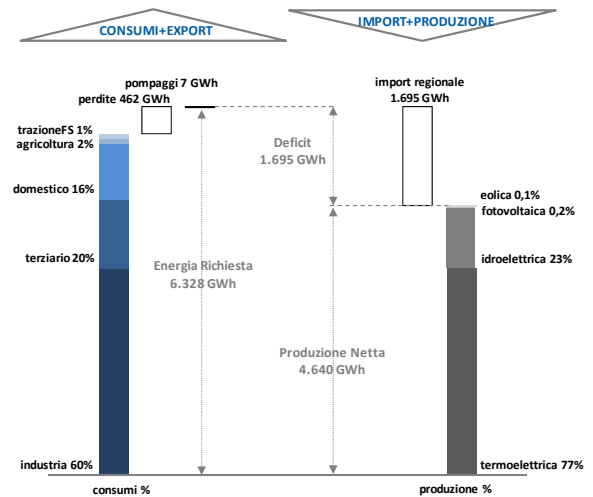
Sul fronte produzione, rispetto ai consumi l'andamento è del tutto differente, con un deficit produzione/energia richiesta imputabile sia ad un gap iniziale di carente capacità produttiva, sia ad una crescita dell'energia prodotta poco dinamica soprattutto nell'ultimo quinquennio.

Umbria: storico produzione/riciesta



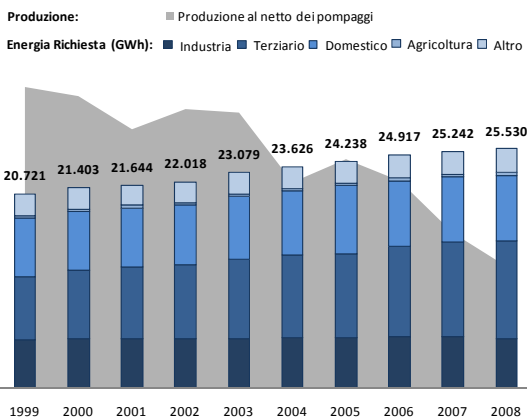
L'Umbria evidenzia un deficit produzione/energia richiesta piuttosto sostenuto compensato da circa 1.700 GWh di import regionale. I consumi sono imputabili per buona parte al settore industriale che, sommati al terziario, rivestono l'80% del totale.

Umbria: bilancio energetico 2008



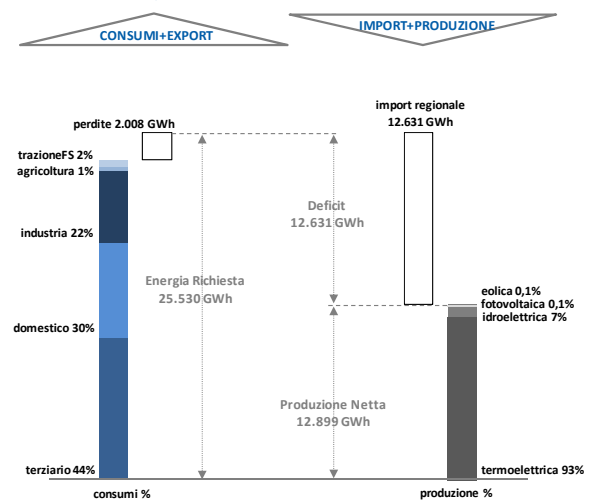
Sul fronte produzione, pur disponendo di una non trascurabile capacità produttiva da fonte idrica, l'energia elettrica è prodotta principalmente da fonte termoelettrica. L'andamento storico dei consumi e della produzione è piuttosto variabile con un deficit che si è accentuato a partire dal 2006.

Lazio: storico produzione/riciesta



Il Lazio presenta andamenti diametralmente opposti di evoluzione della domanda e della offerta di energia. Sul fronte domanda, i consumi sono aumentati stabilmente negli ultimi dieci anni, prevalentemente nel settore terziario; sul fronte offerta, la produzione ha subito un calo sostenuto a partire dal 2003, mostrando ad oggi un deficit regionale molto elevato.

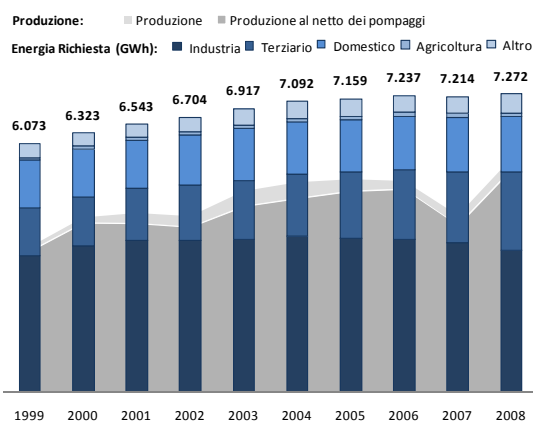
Lazio: bilancio energetico 2008



A conferma di ciò, l'import regionale di circa 12.600 GWh è necessario per la copertura del fabbisogno in costante crescita. La produzione di energia elettrica è garantita prevalentemente da fonte termica tradizionale.

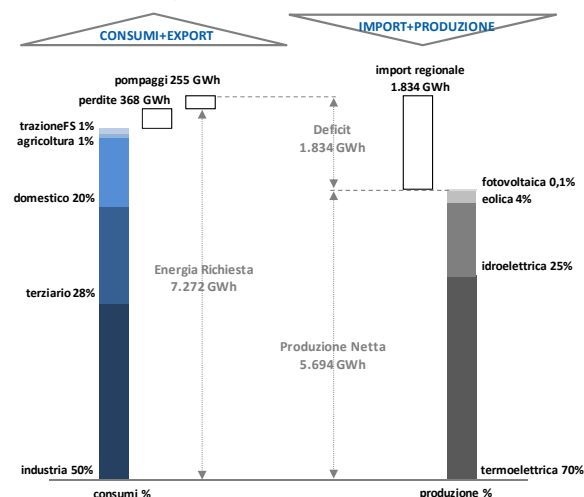


Abruzzo: storico produzione/richiesta



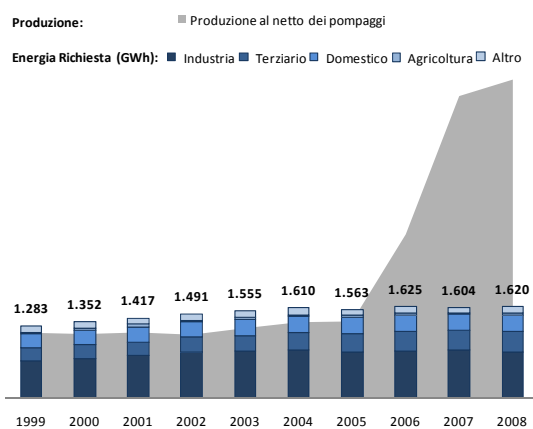
L’Abruzzo mantiene nell’ultimo decennio un trend evolutivo della produzione e dell’energia richiesta piuttosto costante con un deficit consolidato che al 2008 è di circa 1.800 GWh. La crescita dei consumi è comunque sostenuta e pilotata prevalentemente dall’andamento del settore terziario.

Abruzzo: bilancio energetico 2008



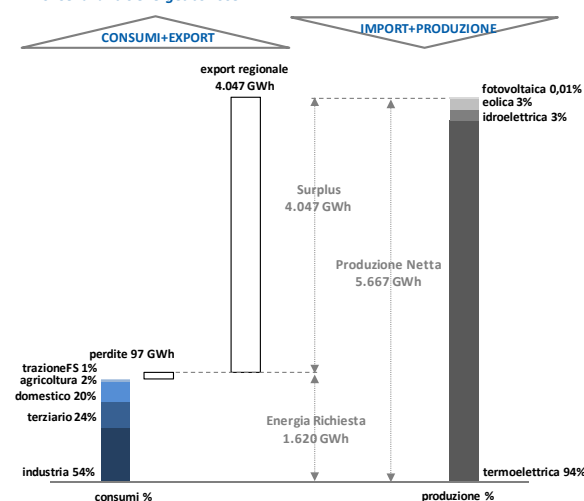
Nonostante ciò, il settore dell’industria resta predominante anche se in calo già a partire dal 2007 e con una netta flessione nel 2008 imputabile probabilmente alla crisi economica. L’energia elettrica è prodotta principalmente da impianti termoelettrici tradizionali e per meno del 30% da fonte rinnovabile (sostanzialmente idroelettrica).

Molise: storico produzione/richiesta



Il Molise mostra un surplus di energia prodotta ed esportata verso le regioni limitrofe di circa 4.000 GWh. Tale comportamento virtuoso è imputabile ad una particolare dinamicità nel settore produzione di energia elettrica che a partire dal 2006 ha registrato un poderoso incremento portando la generazione da impianti termoelettrici tradizionali a circa il 94% del totale nel 2008.

Molise: bilancio energetico 2008



Sul fronte consumi, il settore industriale è predominante e resta trainante del trend di incremento dei consumi che si è mantenuto elevato negli ultimi dieci anni, non subendo alcuna flessione nel 2008 a causa della crisi.

## Stato della rete

La rete AAT dell'area Centro Italia è ad oggi carente soprattutto sulla dorsale adriatica, impegnata costantemente dal trasporto di energia in direzione Sud-Centro. I transiti sono aumentati notevolmente negli ultimi anni a causa dell'entrata in servizio nel sud di nuova capacità produttiva e sono destinati a crescere in futuro in seguito all'entrata in esercizio di nuova generazione da fonte eolica. La carenza di rete a 400 kV, funzionale ad iniettare potenza verso la sub trasmissione per una porzione estesa di territorio (regioni Umbria, Abruzzo e Molise), limita l'esercizio della rete costringendo assetti di tipo radiale doverosi a causa degli elevati impegni sui collegamenti 132 kV spesso oltre i limiti di sicurezza. Inoltre, durante la stagione estiva, l'intera dorsale adriatica 132 kV è alimentata da solo tre stazioni di trasformazione (Candia, Rosara e Villanova) rendendo l'esercizio della rete al limite dell'affidabilità.

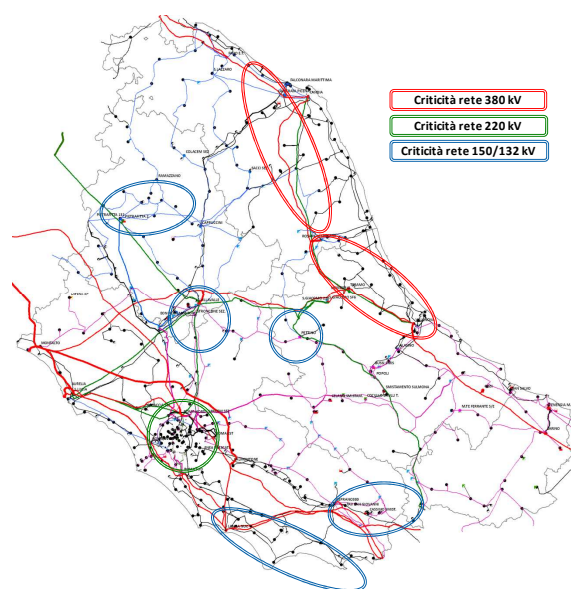
A tutto ciò si somma sia la capacità limitata dei collegamenti ad oggi eserciti a 120 kV, che quindi sono in grado di trasferire minor potenza a tutto svantaggio dell'efficienza della rete, sia lo scarso contributo garantito dalla rete RFI, i cui elettrodotti presentano notevoli vincoli operativi.

Un'altra porzione di rete 132 kV notevolmente critica è quella a servizio della provincia di Pescara ed in particolare i collegamenti che ne alimentano la città, i quali presentano condizioni di sfruttamento già al limite della sicurezza. Ad oggi, senza interventi di sviluppo radicali, la rete è incapace di fronteggiare ulteriori incrementi di domanda di energia elettrica.

Nell'area metropolitana di Roma la carenza delle infrastrutture e la limitata portata delle linee

esistenti si ripercuotono sulla qualità del servizio, condizionata dall'esercizio di tipo radiale della rete di distribuzione, con conseguente riduzione della sicurezza di alimentazione dei carichi. Inoltre, l'incremento dei carichi impone, nel comune di Roma, la pianificazione di nuovi punti di immissione di potenza dalle rete 400 kV verso le Cabine Primarie.

Infine, i carichi estivi sulla fascia costiera tra Roma-Sud, Latina e Garigliano, sono a rischio disalimentazione a causa della saturazione della capacità di trasporto in sicurezza della rete di sub trasmissione. Pertanto, per fronteggiare tali criticità diventa indispensabile ipotizzare una nuova rimagliatura della rete che riconduca gli standard di esercizio ai livelli ottimali.



## Nuove connessioni alla RTN

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2009 suddivise per tipologia (centrali di produzione da fonte rinnovabile e/o convenzionale autorizzate, cabine primarie, utenze

passive e merchant lines) per ciascuna delle quali viene riportata in "Allegato connessioni alla RTN" la soluzione di connessione proposta.

Tipologia	Società	MVA	Tipo impianto	Regione
Produttore	Aprilia Solar S.r.l.	11	Fotovoltaico	Lazio
	MegaSol S.r.l.	13	Fotovoltaico	Lazio
	Solare Roma S.r.l.	15	Fotovoltaico	Lazio
	Loritello Wind (ex Energia in Natura S.r.l.)	30	Eolico	Molise
	Servizi Industriali S.r.l.	24	Eolico	Molise
	SUNSHIRE S.r.l.	8	Fotovoltaico	Marche
	P.T. Solar S.r.l.	6	Fotovoltaico	Marche

## Nuove esigenze di sviluppo rete

### Riassetto rete Teramo/Pescara

*anno: da definire*

La dorsale adriatica 132 kV è alimentata da poche stazioni di trasformazione che non riescono a coprire adeguatamente il fabbisogno. Inoltre, data l'estensione della rete, alcuni collegamenti 132 kV risultano impegnati, talvolta, oltre i propri limiti sia in condizioni di rete integra che in N-1. Per ridurre l'impegno delle trasformazioni 380/132 kV di Villanova e allo stesso tempo offrire una seconda via di alimentazione alla rete AT dell'area, è stata prevista la realizzazione di una nuova sezione 132 kV nella stazione 380 kV di Teramo con l'installazione di due trasformatori 380/132 kV da 250 MVA. Alla stazione sarà raccordato la CP Teramo e l'elettrodotto 132 kV "Adrilon-Cellino Attanasio". È stata inoltre prevista, a partire dall'impianto di Cellino Attanasio, la realizzazione di una nuova linea 132 kV verso la CP Roseto.

Nell'ambito degli interventi è stato pianificato un nuovo assetto di rete che alimenta la città di Pescara e prevede i seguenti lavori:

- realizzazione di una nuova stazione di smistamento 132 kV nelle vicinanze dell'utente Fater funzionale sia alla riconnessione degli utenti nella zona, sia all'alimentazione della CP S.Donato dalla stazione di Villanova attraverso un nuovo elettrodotto 132 kV "NuovaSE-S.Donato";
- ricostruzione degli elettrodotti 132 kV "Villanova-S.Giovanni T." e "Villanova-S.Donato".

Successivamente sarà ricostruito e potenziato il collegamento in cavo tra Maruccina e S.Donato.

Inoltre sono previsti alcuni lavori per la risoluzione dei T rigidi che collegano le CP M.Silvano e RFI Pescara.

### Riassetto rete AT Roma Sud/Latina/Garigliano

*anno: lungo termine*

*Disegno: Riassetto Roma Sud/Latina/Garigliano*

La rete 150 kV che alimenta l'area di carico compresa tra le stazioni di Roma Sud, Latina e Garigliano, presenta collegamenti 150 kV dalla portata ridotta che non garantiscono, in sicurezza, l'alimentazione dei carichi. Pertanto, al fine di incrementare la sicurezza locale e la continuità del servizio ed allo stesso tempo incrementare la magliatura della rete rafforzando le riserve di alimentazione, saranno realizzati i seguenti interventi:

- una nuova stazione di smistamento 150 kV in entra-esce alla linea 150 kV "S.Rita-Campo di C.", nelle vicinanze dell'utente Avir che verrà ad essa collegato eliminando l'attuale derivazione rigida;

- un breve raccordo 150 kV "Nuova SE-Aprilia" per assicurare un'ulteriore alimentazione alle due dorsali 150 kV tra le stazioni di Roma Sud e Latina;
- ricostruzione in doppia terna di un tratto dell'elettrodotto 150 kV "Latina-Latina Scalo" raccordando una terna all'impianto Le Ferriere;
- ricostruzione degli elettrodotti 150 kV "Latina-Pontina ZI" e "Garigliano-Minturno";
- ricostruzione – già prevista nei piani precedenti di Enel D. – dell'elettrodotto 150kV "Roma Sud – Pomezia";
- eliminazione della derivazione rigida presente sull'elettrodotto 150 kV "Aprilia-Cisterna-Latina LTF";
- eliminazione della derivazione rigida presente sull'elettrodotto 150 kV "Albano-Velletri-Campoleone" mediante realizzazione di un nuovo stallo sull'impianto di Campoleone;
- eliminazione della derivazione rigida presente sull'elettrodotto 150 kV "Roma Sud-S.Palombader.Fiorucci" mediante realizzazione di un nuovo stallo all'impianto di Fiorucci;

Inoltre, per assicurare una terza riserva di alimentazione alla dorsale tirrenica 150 kV compresa tra le stazioni di Latina e Garigliano, previo coordinamento con RFI, potrà essere ricostruita in doppia terna l'attuale direttrice 150 kV Ceprano – CepranoCP - RFI Ceprano - RFI Fondi (attualmente di proprietà RFI) dedicando una terna all'alimentazione delle utenze RFI.

**Stato di avanzamento dell'opera:** iter autorizzativo dell'elettrodotto 150kV "Roma Sud – Pomezia" concluso.

### Riassetto rete Roma Ovest/Roma SudOvest

*anno: 2011/lungo termine*

*Disegno: Riassetto Roma Ovest/Roma SudOvest*

Al fine di migliorare la qualità del servizio della rete sulle direttrici a 150 kV a sud ovest di Roma, unitamente alla necessità di garantire un'ulteriore alimentazione alla città di Fiumicino, è previsto un potenziamento della rete tra la Stazione 380 kV di Roma Ovest e la futura stazione di trasformazione a Sud Ovest di Roma.

Si provvederà quindi alla ricostruzione delle linee 150 kV "Roma Ovest – Raffinerie Smistamento", "Raffinerie smistamento - Interporto", "Interporto - Porto" e "Porto – Ponte Galeria" ed alla realizzazione di un nuovo collegamento in cavo 150 kV tra la CP di Fiumicino e la CP di Porto.

Al fine di diminuire l'impegno della direttrice tra Interporto e Roma Ovest, si provvederà allo

spostamento della CP di Raffinerie in entrata alla linea "Roma Ovest – Fiera di Roma" ottenendo le linee 150 kV "Roma Ovest - Interporto", "Roma Ovest – Raffinerie" e "Raffinerie – Fiera di Roma".

Inoltre sarà raddoppiato il collegamento attuale tra Porto e Fiumicino.

#### Rete AT Candia/Cappuccini

*anno: da definire*

La sicurezza locale risulta compromessa a causa della portata limitata di alcuni collegamenti 132 kV presenti nella regione Marche. Emerge quindi la necessità di ricostruire gli elettrodotti 132 kV "Visso-Belforte", "Candia-Iesi" e "Iesi-Castellbellino".

#### Rete AT Candia/Rosara

*anno: lungo termine*

La dorsale adriatica 132 kV è alimentata da poche stazioni di trasformazione che non riescono a coprire adeguatamente il fabbisogno. Inoltre, data l'estensione della rete, alcuni collegamenti 132 kV risultano impegnati oltre i propri limiti sia in condizioni di rete integra che in sicurezza.

Pertanto sono previsti i seguenti lavori di sviluppo tra le stazioni di Candia e Rosara finalizzati sia a superare le criticità attuali, sia a garantire un più affidabile assetto di rete contestualmente alla realizzazione della nuova stazione di trasformazione in provincia di Macerata:

- ricostruzione - già prevista nei piani precedenti di Enel D. - dell'elettrodotto 132 kV "Candia-Sirolo";
- realizzazione di un nuovo collegamento 132 kV "Acquara-Loreto";

Inoltre, ulteriori opportunità di sviluppo e razionalizzazione potranno emergere nell'ambito dello sfruttamento degli asset esistenti per ricostruire alcune dorsali 132 kV inadeguate presenti nell'area.

**Stato di avanzamento dell'opera:** iter autorizzativo dell'elettrodotto 132 kV "Candia-Sirolo" in corso.

#### Stazione 380 kV Montalto

*anno: 2014*

Al fine di migliorare la continuità del servizio ed allo stesso tempo evitare la limitazione della futura produzione sulla rete AT nell'area, sarà installato un secondo ATR 380/150 kV da 250 MVA.

#### Stazione 380 kV Rosara

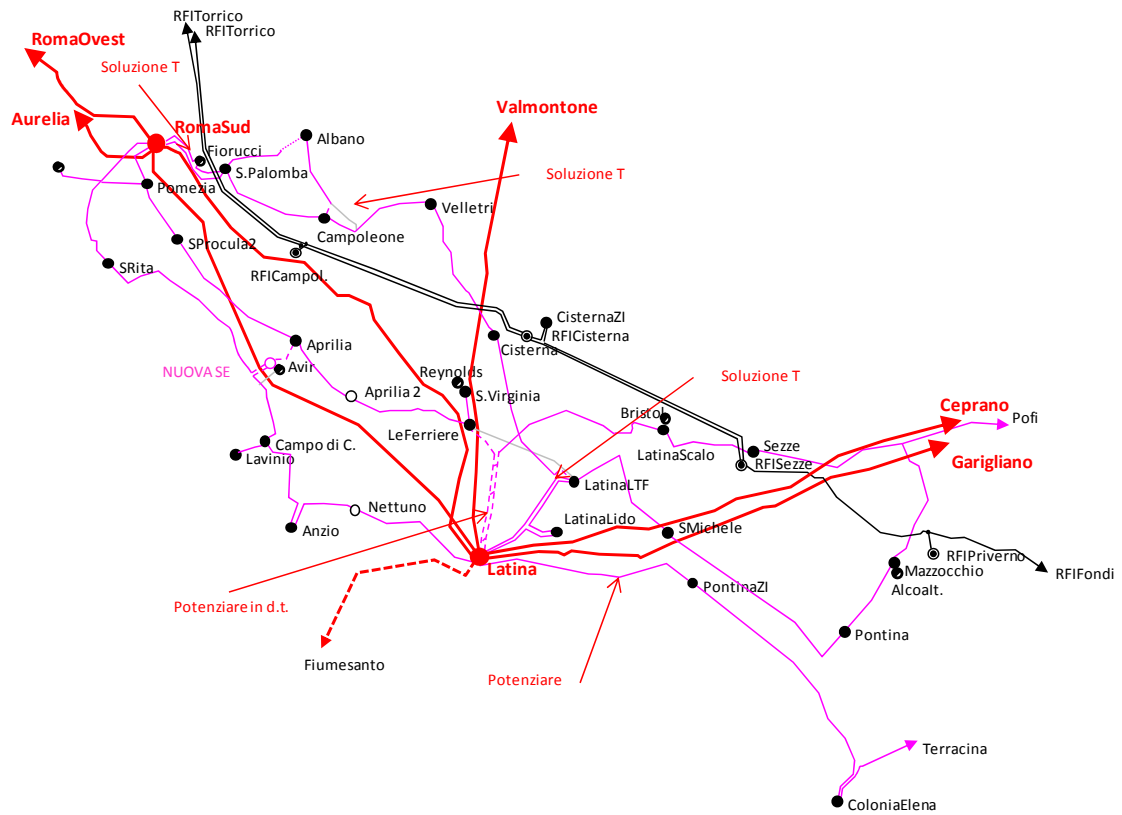
*anno: 2015*

Presso l'impianto 380 kV di Rosara è in programma l'installazione di un nuovo banco di reattanze trasversali da 200 MVAR, direttamente sulla sezione AAT.

## Disegni

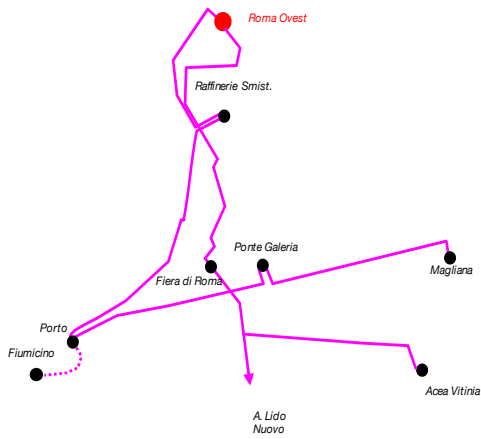
### Riassetto Roma Sud/Latina/Gariigliano

Lavori Programmati

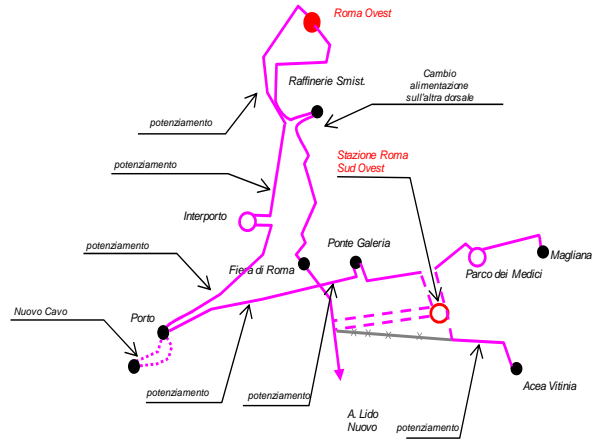


### Riassetto Roma Ovest/Roma SudOvest

Situazione Iniziale



Lavori Programmati



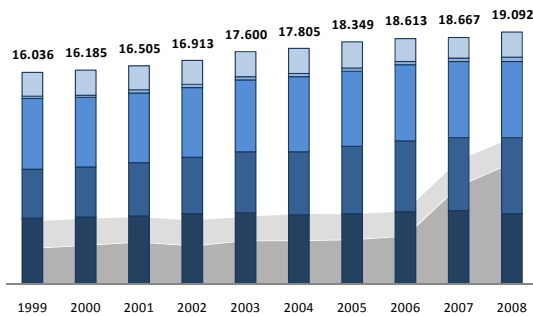


**Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)**

*Campania*

*Campania: storico produzione/richiesta*

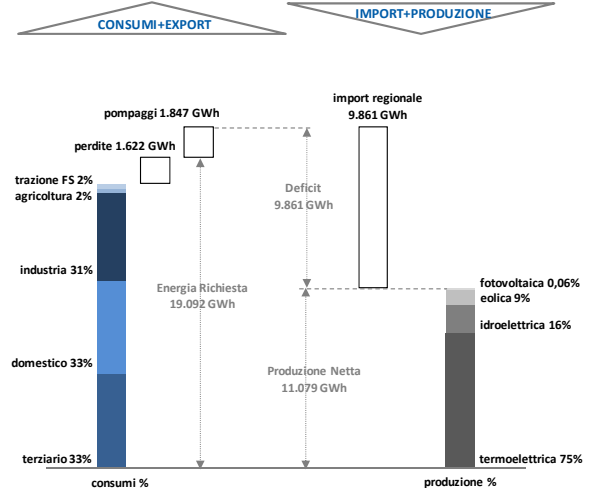
**Produzione:** ■ Produzione al netto dei pompaggi ■ Produzione  
**Energia Richiesta (GWh):** ■ Industria ■ Terziario ■ Domestico ■ Agricoltura ■ Altro



La domanda complessiva di energia elettrica nel 2008 è stata di 19.092 GWh, di poco superiore rispetto all'anno precedente.

L'energia elettrica prodotta in Campania non consente di soddisfare il fabbisogno regionale, infatti la richiesta di energia è coperta per buona parte dall'import dalle regioni limitrofe. La produzione è costituita prevalentemente da impianti termici tradizionali (75%) e per il 25% da impianti da fonte rinnovabile, in particolare idroelettrico ed eolico.

*Campania: bilancio energetico 2008*



Rispetto al 2007 la domanda di energia nel 2008 è stata poco più bassa nel settore dell'industria (31%), pressoché la stessa nel settore dell'agricoltura (2%), mentre è stata poco più alta nei settori terziario (33%) e domestico (33%).

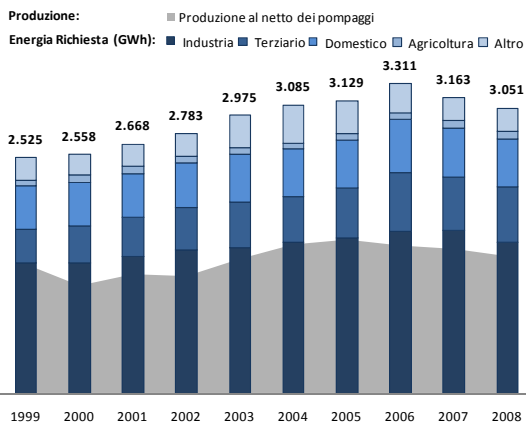
Lo sviluppo della produzione da fonte rinnovabile negli ultimi 5 anni ha registrato un aumento del +24% e il dato è destinato a crescere ulteriormente.

La totalità della domanda di energia nel corso degli anni non è mai stata coperta dalla produzione regionale come si evince dal grafico su riportato che mostra lo storico della produzione e della richiesta.



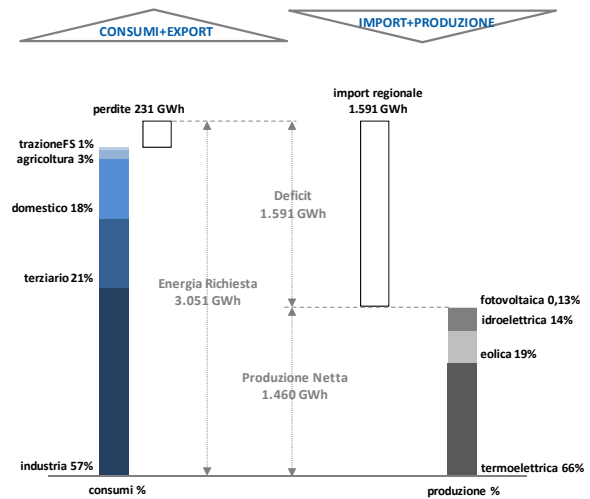


**Basilicata: storico produzione/richiesta**



L'energia elettrica prodotta in Basilicata (1.460 GWh) non è sufficiente a coprire la richiesta energetica regionale: ciò ha reso la regione fortemente importatrice durante il 2008 (1.591 GWh). L'energia totale consumata in Basilicata è stata pari a 3.051 GWh, valore di poco inferiore al consumo registrato nell'anno 2007. In particolare il consumo regionale maggiore è da imputare al settore industriale (57%), seguono i consumi dei settori terziario (21%) e del settore domestico (18%) ed infine i consumi legati al settore agricolo (3%).

**Basilicata: bilancio energetico 2008**



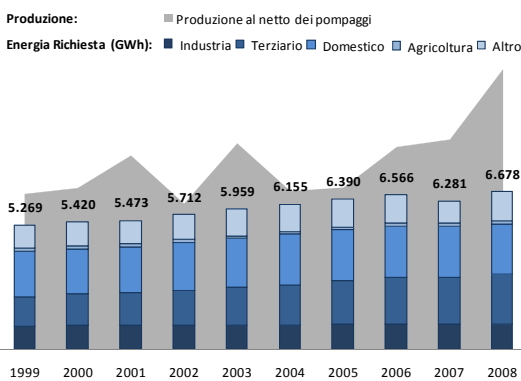
Il parco di generazione è costituito per il 66% da impianti termoelettrici e per il 34% da impianti da fonte rinnovabile, per lo più eolici e idroelettrici.

Analizzando la curva storica dei bilanci energetici della Basilicata, è evidente che la regione non è in grado di produrre una quantità di energia tale da soddisfare la domanda energetica regionale.

La Basilicata è considerata una delle maggiori regioni importatrici di energia.

Calabria

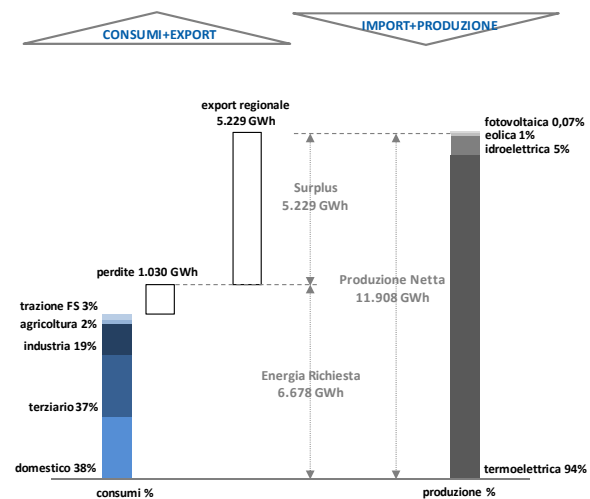
**Calabria: storico produzione/richiesta**



La richiesta complessiva di energia elettrica in Calabria nell'anno 2008 è stata di 6.678 GWh con un piccolo incremento rispetto all'anno precedente. La domanda di energia è stata pressoché la stessa rispetto all'anno precedente per i settori produttivi dell'industria (19%), dei consumi domestici (38%) e dell'agricoltura (2%), mentre è in leggero aumento il settore del terziario (37%).

L'energia prodotta in Calabria, di molto superiore al fabbisogno regionale, consente un'esportazione di energia pari a 5.229 GWh (44% della produzione netta) verso le regioni limitrofe.

**Calabria: bilancio energetico 2008**



Negli ultimi anni si è evoluto notevolmente il parco produttivo grazie all'entrata in servizio di nuovi impianti termoelettrici, che rappresentano oggi il 94% della produzione, mentre il restante 6% è costituito da impianti da fonte rinnovabile, soprattutto impianti idroelettrici (5%). Grazie alla cospicua presenza di impianti termoelettrici, la Calabria è ampiamente in grado di far fronte alla domanda di energia elettrica interna e rappresenta oggi una delle principali regioni esportatrici di energia, come si evince dal grafico seguente.

## Stato della rete

Le criticità riscontrate nell'area Sud durante l'esercizio della RTN nell'anno 2008, hanno riguardato principalmente le trasformazioni 380/150 kV e 220/150 kV delle maggiori stazioni elettriche e le direttrici della rete di subtrasmissione che, in condizione di elevati transiti di potenza, sono state sedi di frequenti congestioni. Questi sovraccarichi hanno interessato le trasformazioni delle stazioni di Foggia, Andria, Bari O., Galatina, Montecorvino e Feroletto, nelle quali è necessaria l'installazione di un ulteriore ATR.

Ai citati eventi si sono affiancate le congestioni sulla rete di subtrasmissione già enunciate nelle scorse edizioni del Piano di Sviluppo.

Per quanto riguarda le problematiche riscontrate sulle direttrici principali dell'area territoriale di Napoli, l'ingente produzione collocata nei poli di Brindisi e della Calabria, nonché una consistente produzione da fonte rinnovabile concentrata nell'area compresa tra Foggia, Benevento ed Avellino, ha determinato elevati transiti in direzione Nord sulle dorsali adriatica e tirrenica. La risoluzione di dette congestioni richiede l'apertura delle direttrici 150 kV interessate, determinando una conseguente riduzione degli standard di sicurezza (per questo motivo si preferisce generalmente una configurazione magliata della rete).

Nell'area compresa tra Napoli e Salerno si presenta critica la direttrice 150 kV "Fratta – S. Giuseppe – Scafati – Lettere – Montecorvino" interessata da flussi ormai costantemente al limite della capacità di trasporto delle singole tratte. Si verificano delle criticità anche sulle direttrici a 150 kV della Campania meridionale e della Basilicata, in particolare nelle tratte "Montecorvino – Eboli – Capaccio – Agropoli – Salento – Centola - Bussento – Padula" e "Montecorvino – Campagna – Contursi - Tanagro - Sala Consilina - Padula - Lauria – Rotonda".

Restano critiche le alimentazioni nella provincia di Caserta causa della presenza di linee dalla limitata capacità di trasporto, che concorrono ad aumentare le criticità registrate nella SE di S. Maria C.V., e nella città di Castellammare, per il ritardato completamento della linea 150 kV tra le CP di Castellammare e Torre Centrale.

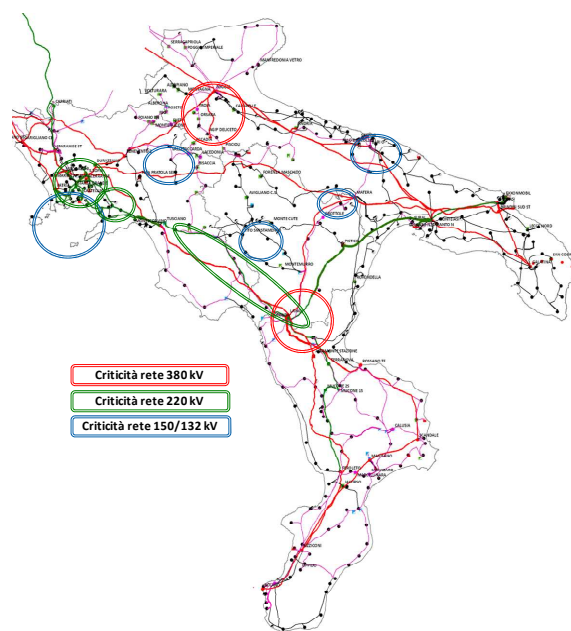
Anche le direttrici 150 kV della provincia di Matera sono state interessate da criticità dovute alle limitate capacità di trasporto, la loro gestione è risolvibile modificando l'assetto di esercizio dei collegamenti verso Matera Nord e Matera e, in via definitiva, potenziando i collegamenti verso Matera CP ed Agri.

I profili di tensione sui nodi principali rientrano mediamente nel range prescritto dal Codice di Rete.

Tuttavia in condizioni di basso carico (ore notturne e festivi) risulta spesso necessario aprire collegamenti a 380 kV per non superare i valori massimi di esercibilità.

Nel corso dell'anno 2009 si sono riscontrati eventi molto critici nelle Regioni del Meridione, causati in particolare da danni prodotti da ditte esterne. Le criticità riscontrate hanno riguardato impianti strategici per l'alimentazione delle aree metropolitane e delle isole Campane.

Il giorno 22 luglio 2009 si è verificato un guasto permanente sulla linea RTN a 220 kV "Astroni – Napoli Centro". Per l'assetto di rete in atto (derivazione dalla linea a 220 kV "Casoria – Castelluccia" verso la C.le di Napoli Levante aperta per lavori relativi alla messa in esercizio del nuovo cavo a 220 kV "Casoria – Napoli Levante") venivano disalimentate le C.P. a 220 kV di Doganella e Napoli Centro.



Il 10 agosto 2009 i lavori di scavo nel territorio di Giugliano hanno danneggiato il cavo a 150 kV "Cuma – Patria", provocando la disalimentazione della parte nord dell'isola di Ischia. Subito dopo la riparazione del cavo sopra citato nel corso delle manovre di ripresa del servizio veniva riscontrato un ulteriore guasto sul tratto marino del cavo 150 kV "Cuma - Lacco Ameno" imputabile a cause esterne.

Tali eventi avvalorano la necessità di incrementare lo sviluppo della RTN già enunciate nelle precedenti versioni del PdS, in quanto le problematiche della rete sono tali da richiedere urgenti interventi

risolutivi (vedi “Riassetto rete 220 kV città di Napoli” e “Interconnessione a 150 kV delle isole campane”).

### Nuove connessioni alla RTN

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2009 suddivise per tipologia (centrali di produzione da fonte rinnovabile e/o

convenzionale autorizzate, cabine primarie, utenze passive e merchant lines) per ciascuna delle quali viene riportata in “Allegato connessioni alla RTN” la soluzione di connessione proposta.

Tipologia	Società	MVA	Tipo impianto	Regione
Produttore	Acea Elec. Prod. S.p.A. Caposele/Teora	27	Eolico	Campania
	Co.Ser.R.	21	Fotovoltaico	Campania
	ICQ Holding S.p.A.	25	Eolico	Campania
	IVPC Power 10	34	Eolico	Campania
	Wind Farm U.Avino	14	Eolico	Campania
	EDENS – S.Giorgio la Molarà	54	Eolico	Campania
	Avalon Assets	50	Eolico	Puglia
	Asi Cellino San Marco FV S.r.l.	43	Fotovoltaico	Puglia
	Fortore Energia	80	Eolico	Puglia
	Italgest Photovoltaic S.r.l.	10	Fotovoltaico	Puglia
	Volturino Wind	24	Eolico	Puglia
	Anemos 1	63	Eolico	Puglia
	Italgest	11	Fotovoltaico	Puglia
	Sfir Raffinerie	42,5	Biomassa	Puglia
	Belpower	10,5	Fotovoltaico	Puglia
	Consorzio Enerlive	59	Eolico	Calabria
	E-Vento Cirò	30	Eolico	Calabria
	Parco eolico S.Francesco	32	Eolico	Calabria
Parco eolico S.Vito	70	Eolico	Calabria	

Tipologia	Società	Nome	Tipo impianto	Regione
Distributore	Enel Distribuzione	<b>Fuorigrotta</b>	Cabina Primaria	Campania
	Enel Distribuzione	<b>Caserta Nord</b>	Cabina Primaria	Campania
	Enel Distribuzione	<b>MT Maddaloni</b>	Cabina Primaria	Campania
	Enel Distribuzione	<b>Cafaro</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Puglia
	Enel Distribuzione	<b>Casignano</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Puglia
	Enel Distribuzione	<b>Torre Mazza</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Puglia
	Enel Distribuzione	<b>Vaccaro</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Puglia
	Enel Distribuzione	<b>Blasi</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Puglia
	Enel Distribuzione	<b>S.Pancrazio Salentino/Morigine</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Puglia
	Enel Distribuzione	<b>Torre Rossa</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Puglia
	Enel Distribuzione	<b>San Paolo</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Puglia
	Enel Distribuzione	<b>Maffei</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Puglia
	Enel Distribuzione	<b>Nardò</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Puglia
	Enel Distribuzione	<b>San Donaci</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Puglia
	Enel Distribuzione	<b>Viglione</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Puglia
	Enel Distribuzione	<b>Serracapriola</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Puglia
	Enel Distribuzione	<b>Rovello</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Puglia
	Enel Distribuzione	<b>Mesagne Sud</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Puglia
	Enel Distribuzione	<b>Cantore</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Puglia

Distributore	Enel Distribuzione	<b>Avetrana</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Puglia
	Enel Distribuzione	<b>Monte Serico / Genzano</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Basilicata
	Enel Distribuzione	<b>Irsina</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Basilicata
	Enel Distribuzione	<b>Crotone 2</b>	Cabina Primaria	Calabria
	Enel Distribuzione	<b>Papanice</b>	Cabina Primaria	Calabria
	Enel Produzione	<b>Stefanaconi</b>	Cabina Primaria	Calabria
	Enel Distribuzione	<b>Isola Capo Rizzuto</b>	Cabina Primaria	Calabria

## **Nuove esigenze di sviluppo rete**

### **Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza**

**anno: lungo termine**

*Disegno: Razionalizzazione rete AT di Potenza*

Il sistema elettrico presente in Basilicata è caratterizzato da un basso livello di magliatura della rete a 150 kV e da una scarsa presenza della rete AAT e relativi punti di immissione dell'energia elettrica transitante sulle linee 380 e 220 kV provenienti dai centri di produzione di Puglia e Calabria.

Si prevede, pertanto, il riclassamento a 380 kV della direttrice a 220 kV "Laino - Rotonda – Tusciano – Montecorvino" e la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area di Potenza; tali attività permetteranno un incremento dello scambio tra la Calabria e la Basilicata, di ottimizzare l'esercizio della locale rete AT, di aumentare la sicurezza dell'alimentazione dell'area di Potenza e di migliorare la qualità del servizio elettrico.

Le attività programmate prevedono il riclassamento della esistente stazione a 220 kV di Tusciano, una nuova stazione 380/150 kV raccordata alla futura linea a 380 kV "Laino – Tusciano" e gli opportuni raccordi alla rete locale AT indicati nel seguito:

- nuovo collegamento a 150 kV tra la nuova SE ed Avigliano CP (tratto 1-7);
- nuovo collegamento a 150 kV tra Tanagro e la nuova SE (tratto 1-9), con ricostruzione del tratto 9-10 per massimizzarne la capacità di trasporto;
- realizzazione della nuova linea a 150 kV tra Sider. Lucchini e la futura SE attraverso la realizzazione di nuovi tratti di linea 1-8 e 6-4;
- dismissione della linea a 150 kV "Potenza – Potenza Est" (tratto 2-3 e tratto 4-5);
- dismissione della linea a 150 kV "Potenza – Tanagro" (tratto 5-6 e tratto 8-9);
- dismissione della linea a 150 kV "Potenza – Avigliano CP" (tratto 5-7).

### **Riassetto rete AT penisola Sorrentina**

**anno: 2014**

*Disegno: Stazione ad est del Vesuvio*

La rete che alimenta attualmente la penisola Sorrentina è caratterizzata da un anello esercito in MT, in cui l'immissione di energia elettrica dalla rete a 150 kV è garantita solo dalle alimentazioni delle cabine primarie di Lettere e Castellammare. Questo assetto di rete non permette di gestire in sicurezza la rete locale, soprattutto durante il periodo estivo, in cui si verifica un notevole incremento del fabbisogno locale, determinando elevati rischi di

energia non fornita (ENS) e scarsi livelli di qualità del servizio elettrico.

E' necessario pertanto garantire la continuità dell'alimentazione, l'adeguatezza della rete locale e la qualità del servizio elettrico dell'area mediante il riclassamento a 150 kV dei collegamenti esistenti tra le cabine secondarie di Sorrento, Vico Eq. e Agerola, da cui deriveranno nuovi punti di immissione dell'energia dalla rete AT, e la realizzazione di nuovi collegamenti a 150 kV. Il programma delle attività di riclassamento a 150 kV interessa il collegamento in cavo del tratto "Castellammare – Sorrento – Vico Eq." e del tratto in linea aerea "Vico Eq.- Agerola", mentre la richiusura di tale anello sarà realizzata attraverso un nuovo tratto in linea aerea a 150 kV che collegherà Agerola all'esistente Lettere CP.

In particolare si segnala che la CP di Sorrento, attualmente collegata in antenna a 60 kV, in anticipo alle suddette attività sarà alimentata con un secondo collegamento in classe 150 kV, esercito a 60 kV.

Inoltre per far fronte alle criticità rilevate nell'area di Castellammare e fornire una seconda alimentazione per il suo esercizio in sicurezza è previsto il riclassamento a 150 kV, parte in cavo e parte in linea aerea, del collegamento tra le CP di Castellammare e Torre Nord. Tali attività serviranno a migliorare l'alimentazione in sicurezza delle utenze presenti nella penisola Sorrentina.

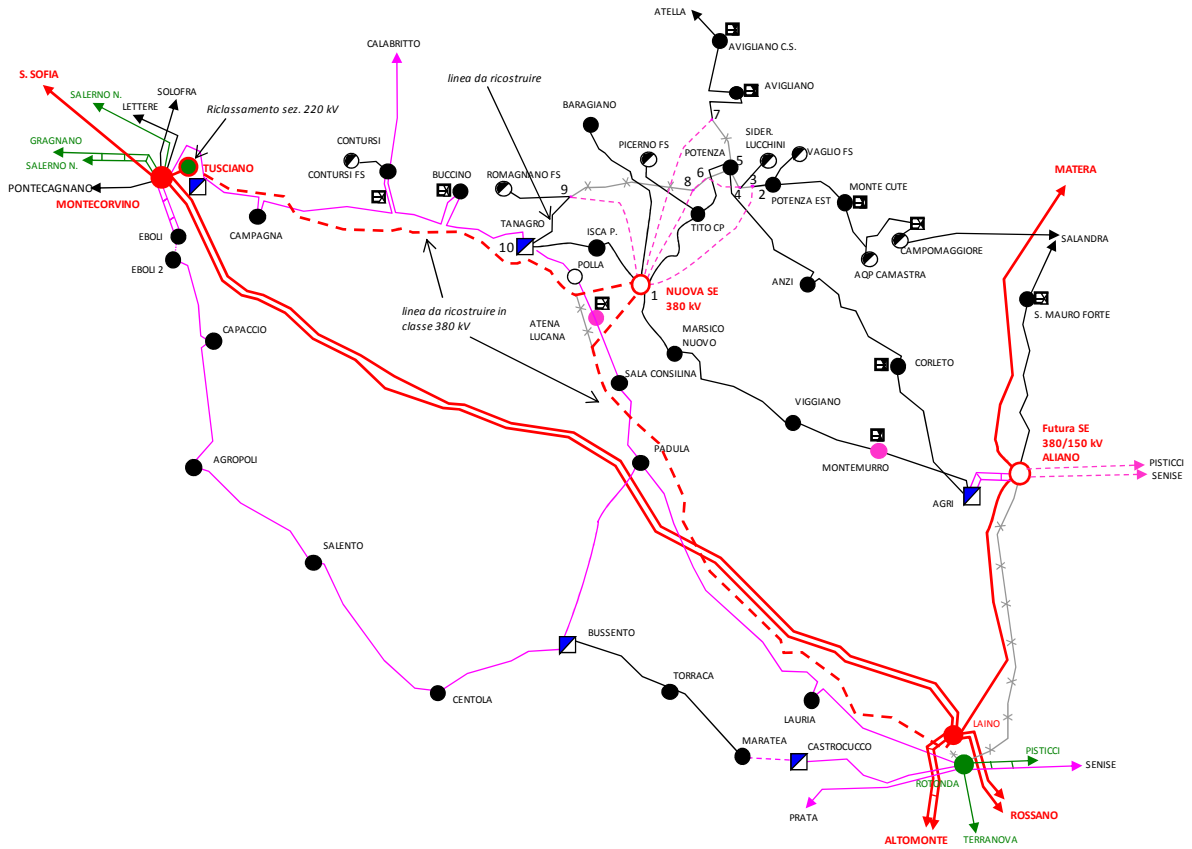
### **Stazione 380 kV Rossano (CS)**

**anno: 2010**

Per consentire una migliore regolazione della tensione ed assicurare adeguati livelli di qualità e sicurezza nell'esercizio della rete AT nell'area della provincia di Crotona sarà installata una reattanza di compensazione da 285 MVAR nell'esistente stazione 380 kV di Rossano.

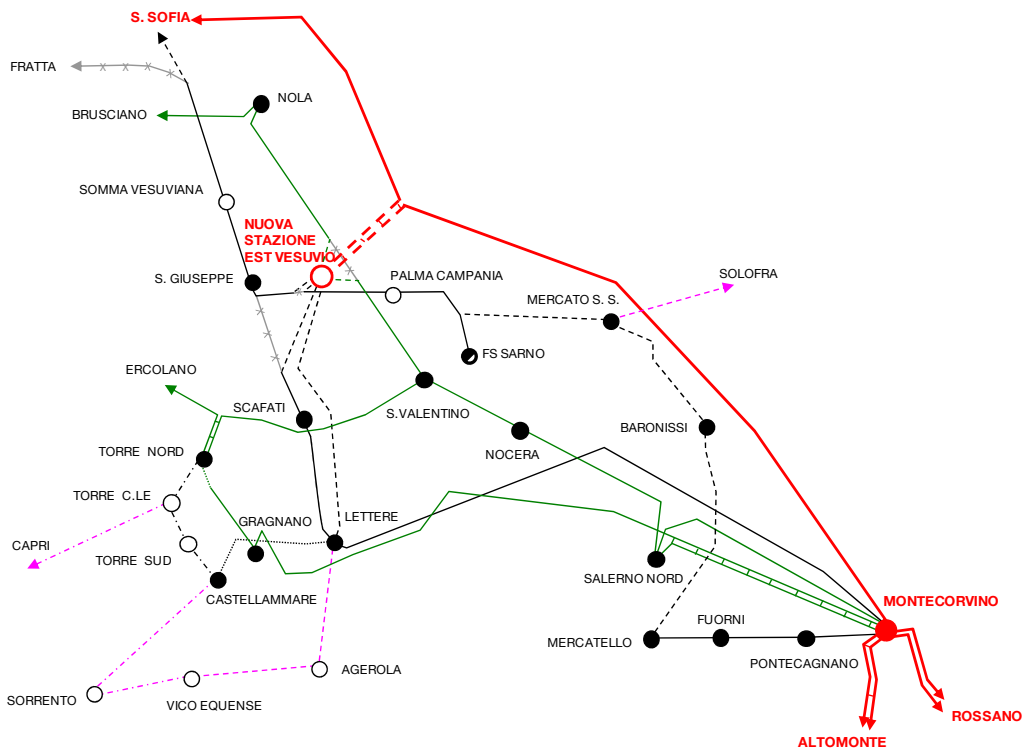
Razionalizzazione rete AT di Potenza

Lavori programmati



Stazione ad est del Vesuvio

Lavori programmati







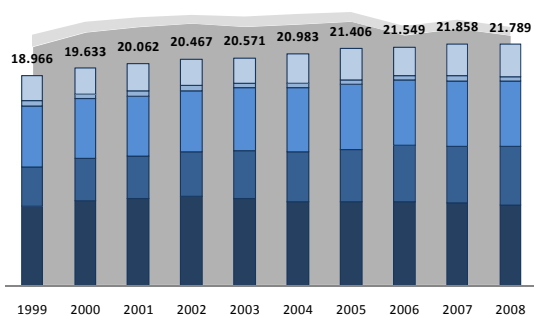


Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

Sicilia

Sicilia: storico produzione/richiesta

Produzione: ■ Produzione al netto dei pompaggi ■ Produzione  
 Energia Richiesta (GWh): ■ Industria ■ Terziario ■ Domestico ■ Agricoltura ■ Altro



L'energia elettrica prodotta nell'isola permette di soddisfare completamente il fabbisogno regionale. La produzione regionale è costituita per oltre il 90% da impianti termoelettrici e per circa il 7% da impianti da fonte rinnovabile.

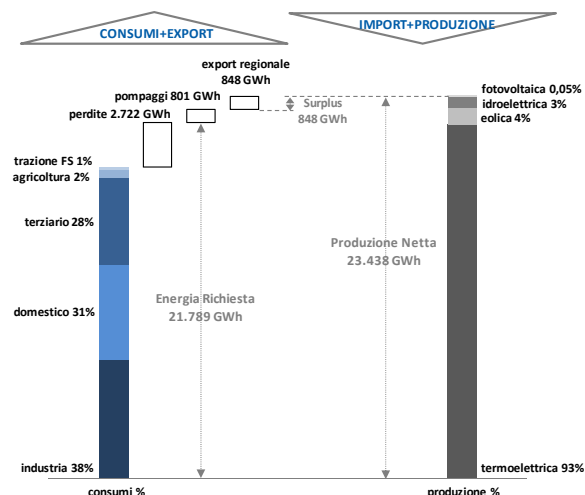
Essendoci una sola interconnessione con il continente, la sicurezza del sistema elettrico siciliano viene mantenuta gestendo di norma l'isola in esportazione (nel 2008 l'export è stato pari a 848 GWh).

L'energia totale richiesta nell'anno 2008 in Sicilia è stata di 21.789 GWh, di poco inferiore rispetto al corrispondente valore del 2007 a causa della crisi economica che ha interessato l'Italia nella seconda metà del 2008.

La ripartizione del fabbisogno nei diversi settori merceologici evidenzia la prevalenza di quello

industriale (38%), dei consumi domestici (31%), del settore terziario (28%) e dell'agricoltura (2%).

Sicilia: bilancio energetico 2008



Rispetto al 2007, i consumi relativi ai vari settori produttivi hanno evidenziato una riduzione del consumo industriale causato proprio dal periodo negativo dell'economia nazionale ed un leggero incremento del settore terziario. Infine i consumi del settore agricolo e domestico sono pressoché invariati rispetto a quelli del 2007.

La crescita della produzione interna è sempre stata proporzionale all'aumento del fabbisogno regionale.

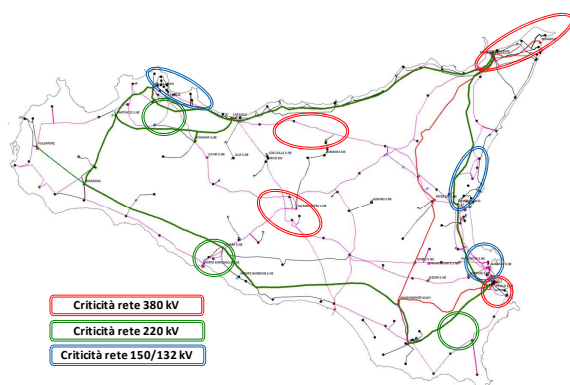
## Stato della rete

Lo stato della rete di trasmissione della regione Sicilia può essere analizzato in maniera distinta in base al livello della tensione di esercizio e della configurazione della rete con cui viene gestito. L'assetto "magliato" con cui viene esercita la rete primaria 380 e 220 kV della Regione Siciliana, ossia con tutte le linee chiuse in corrispondenza dei nodi (stazioni elettriche) della rete stessa, permette di garantire la massima condizione di sicurezza della rete di trasmissione durante il normale esercizio.

La rete di subtrasmissione a 150 kV, invece, viene gestita mediante un assetto ad "isole di carico" (o ad "isole di esercizio"), più o meno estese, in base alle linee in servizio, ai punti di iniezione della potenza (centrali o impianti di trasformazioni dalla rete primaria) e dei carichi da alimentare in condizioni "di sicurezza N-1". La ricostruzione dello stato della rete del terzo mercoledì di dicembre 2008 alle ore 11:00 evidenzia sei isole di carico differenti:

- Chiaramonte Gulfi, Caracoli, SE Favara, Melilli, SE Paternò, Ragusa;
- Melilli, Misterbianco, Sorgente;
- Bellolampo, SE Ciminna, SE Favara, Fulgatore, Partanna, SE Partinico;
- Sorgente;
- Misterbianco, SE Paternò;
- Bellolampo.

Le criticità che si riscontrano in queste isole sono per lo più dovute ai valori elevati del fabbisogno e vengono registrate in corrispondenza delle punte estive ed invernali.



### Isola di carico "Chiaramonte Gulfi, Caracoli, SE Favara, Melilli, SE Paternò, Ragusa"

La problematica riscontrata in quest'area riguarda l'eccessivo carico che impegna la dorsale a 150 kV che collega la stazione di Melilli alla stazione di Ragusa. Per ovviare a questa criticità, è previsto nel nuovo PdS 2010 la realizzazione di una nuova stazione elettrica a 220 kV opportunamente raccordata alla rete AT e il potenziamento della direttrice a 150 kV compresa tra Melilli e Ragusa, che permetterà una maggiore qualità e continuità del servizio della rete locale.

### Isola di carico "Melilli, Misterbianco, Sorgente"

Per indisponibilità contemporanea delle due doppie terne a 220 kV "Sorgente – Misterbianco" e "Melilli – Misterbianco" si presentano disalimentazioni inevitabili nell'area di Catania per la difficoltà ad alimentare il carico soltanto attraverso la rete a 150 kV. L'intervento già ipotizzato nel Piano di Sviluppo ha l'obiettivo di aumentare la magliatura della rete dell'area di Catania e interconnettere meglio la rete a 380 kV e la rete a 150 kV nell'area della costa ionica compresa tra Catania e Messina, realizzando nuovi raccordi a 150 kV, al fine di aumentare la sicurezza di esercizio della rete in considerazione dell'elevato carico dell'area.

### Isola di carico "Misterbianco - SE Paternò"

La criticità che interessa questa isola di carico è dovuta ad un eccessivo carico che impegna la dorsale 150 kV che collega la SE di Sorgente alla SE di Misterbianco, necessaria ad alimentare la costa orientale della Sicilia compresa tra Messina e Catania. Per ragioni di sicurezza il suddetto collegamento è esercito normalmente con assetto radiale, alimentando in antenna le cabine primarie e riducendo i margini di sicurezza N-1.

### Isola di carico "Bellolampo, SE Ciminna, SE Favara, Fulgatore, Partanna, SE Partinico"

Le criticità presenti in questa isola di carico sono legate principalmente alla limitata capacità di trasporto delle linee, soprattutto dell'area urbana di Palermo. Ciò comporta un esercizio radiale della rete a 150 kV e la mancanza di flessibilità nella realizzazione di assetti di rete nell'area di Palermo durante le manutenzioni. Tali criticità sono risolte dal nuovo intervento del PdS 2010 che riguarda il riassetto dell'area metropolitana di Palermo.

## Nuove connessioni

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2009 suddivise per tipologia (centrali di produzione da fonte rinnovabile e/o convenzionale autorizzate, cabine primarie, utenze

passive e merchant lines) per ciascuna delle quali viene riportata in "Allegato connessioni alla RTN" la soluzione di connessione proposta.

Tipologia	Società	MVA	Tipo impianto	Regione
Produttore	Wind Energy Racalmuto	43	Eolico	Sicilia
	Matos S.r.l.	20	Fotovoltaico	Sicilia
	SPER S.p.A.	19	Biomassa	Sicilia

Tipologia	Società	Nome	Tipo impianto	Regione
Distributore	Enel Distribuzione	Modica "C.da Fargione"	Cabina Primaria	Sicilia
	Enel Distribuzione	Menfi	Cabina Primaria di Raccolta	Sicilia
	Enel Distribuzione	Mazzerino	Cabina Primaria di Raccolta	Sicilia

Tipologia	Società	MVA	Regione
Utente	Acciaierie di Sicilia S.p.A.	da 52 a 75 MVA	Sicilia

**Riassetto area metropolitana di Palermo****anno: 2015***Disegno: Riassetto di Palermo*

Al fine di migliorare la continuità del servizio sulla rete a 150 kV che alimenta la zona di Palermo, anche in considerazione del previsto aumento del carico elettrico nell'area urbana, è programmata la realizzazione di una nuova Stazione Elettrica 220/150 kV a sud di Palermo realizzata in classe 380 kV, ma esercita transitoriamente a 220 kV.

La nuova SE sarà collegata in entra-esce ad una delle due terne della linea 220 kV in d.t. "Bellolampo - Caracoli" e con la SE Ciminna 220 kV mediante una nuova linea 220 kV "Piana degli Albanesi - Ciminna", quest'ultima ottenuta riclassando un tratto dell'elettrodotto 150 kV "Ciminna - Guadalami CP".

Alla nuova stazione di trasformazione saranno inoltre raccordati gli elettrodotti a 150 kV "Casuzze - Monreale" e "Casuzze - Guadalami CP".

Per favorire l'iniezione di potenza sulla rete AT afferente alla SE 150 kV di Casuzze, sarà raccordata presso la medesima SE la costruenda linea TELAT 150 kV "Ciminna - Mulini", in parte realizzata in doppia terna con la linea a 150 kV "Ciminna - Cappuccini".

Saranno inoltre messe in continuità le attuali linee 150 kV "Quattroventi - Mulini" e "Mulini - Casuzze", ottenendo un nuovo collegamento 150 kV "Quattroventi - Casuzze".

Al fine di aumentare l'esercizio in sicurezza della rete è allo studio la ricostruzione di direttrici TELAT a 150 kV all'interno dell'area urbana. Tale ricostruzione incrementerà la capacità di trasporto della rete elettrica tra la centrale di Termini Imerese e la città di Palermo e semplificherà le attività e i tempi di manutenzione ordinaria sulla rete, migliorando in tal modo l'efficienza del servizio di trasmissione.

Al fine di migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi sarà realizzato un nuovo collegamento a 150 kV tra la CP Pallavicino e la CP Tommaso Natale, attualmente collegata in antenna alla SE 220 kV di Bellolampo.

In anticipo rispetto alla nuova stazione dovrà essere potenziata la trasformazione 150 kV/MT nella sezione 150 kV della stazione di Casuzze e adeguato il sistema di protezione e controllo dei relativi stalli.

**Interventi nell'area a nord di Catania****anno: 2014/2015***Disegno: Interventi nell'area a nord di Catania*

L'arteria a 150 kV tra le stazioni di Sorgente e Misterbianco, che alimenta la costa orientale della Sicilia compresa tra Messina e Catania, è interessata da un elevato carico e, per ragioni di sicurezza, il suddetto collegamento è frequentemente esercito radialmente con le cabine alimentate in antenna.

Per garantire la necessaria sicurezza di esercizio e di continuità di alimentazione della costa ionica è prevista la realizzazione di una nuova linea a 150 kV "Misterbianco - Viagrande" e in aggiunta si sono individuate due attività di sviluppo alternative:

**Alternativa 1**

Il raddoppio della dorsale da ottenersi con la realizzazione di un collegamento a 150 kV, in parte già costruito, fra la CP di Roccalumera (ME) e il punto in derivazione rigida per la CP di S. Venerina (CT) della linea a 150 kV "S. Venerina - S. Venerina all.".

Con la nuova linea si eliminerà la derivazione stessa e si realizzerà la linea "Roccalumera - S. Venerina". Su tale collegamento, in base a vecchi programmi Enel Distribuzione, potrebbe essere inserita in entra-esce la futura cabina di Mascali. Il tratto finora costruito è lungo circa 10 km dal punto di derivazione fino al comune di Mascali.

**Alternativa 2**

In alternativa al suddetto collegamento, sarà realizzata nell'area a nord di Catania, in prossimità dell'attuale derivazione rigida della linea 150 kV a tre estremi "Giarre - Giardini - der. S. Venerina", una nuova stazione di trasformazione 220/150 kV da collegare in entra-esce ad una delle due terne della linea 220 kV in d.t. "Misterbianco - Sorgente". Al termine dei lavori alla sezione a 150 kV della nuova SE saranno raccordate le linee per Giarre, Giardini e S. Venerina.

**Stazione 220 kV Noto****anno: 2014/2015***Disegno: Stazione Noto*

L'area compresa tra le province di Ragusa e Siracusa è alimentata esclusivamente da una lunga direttrice a 150 kV che alimenta numerose cabine primarie. Tale dorsale è pertanto soggetta a transiti elevati di potenza, con elevato rischio di disalimentazione dei carichi in caso di fuori servizio accidentale di un tratto di linea.

Al fine di consentire una maggiore qualità e continuità del servizio è prevista la realizzazione di una nuova Stazione Elettrica 220/150 kV nell'area

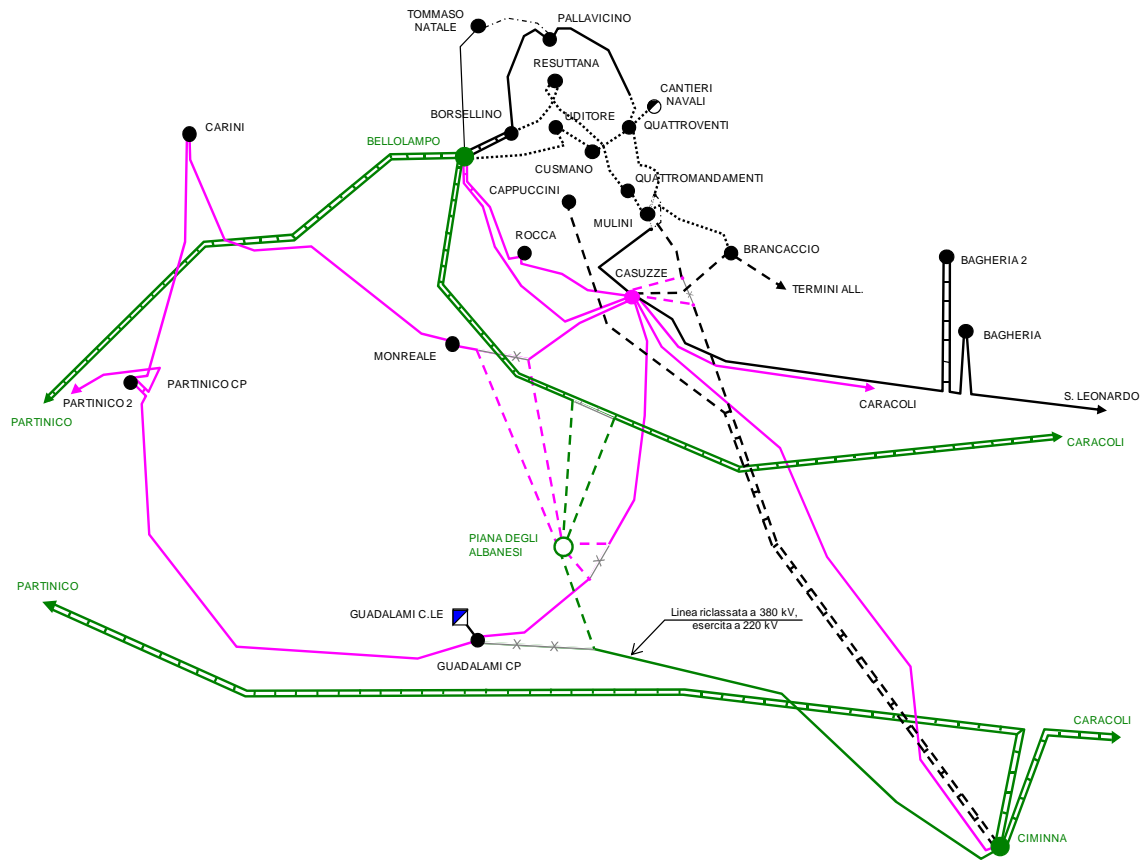
ad ovest di Ragusa, realizzata in classe 380 kV, esercita a 220 kV. La nuova SE sarà collegata in entra-esce ad una delle due terne della linea 220 kV in d.t. "Melilli - Ragusa". Alla nuova stazione di trasformazione sarà raccordato in entra-esce l'elettrodotto a 150 kV "Rosolini - Pachino" favorendo l'iniezione di potenza sulla rete AT presente nell'area compresa tra Melilli e Ragusa.

Al fine di garantire il pieno sfruttamento della direttrice a 150 kV compresa tra le SE 220 kV di Melilli e Ragusa, e rimuovere i vincoli di trasporto degli attuali collegamenti, saranno ricostruiti gli elettrodotti a 150 kV "Ragusa all. - Pozzallo", "Pozzallo - Rosolini", "Rosolini - Pachino", "Pachino - Noto", "Noto - Cassibile", "Cassibile - Siracusa 1", "Siracusa 1 - Melilli", incrementando la sicurezza di esercizio e la qualità del servizio. Per consentire il superamento dell'attuale derivazione rigida "Ragusa - Pozzallo - der. Ragusa 2", il tratto a 150 kV "Ragusa - Ragusa all." sarà ricostruito in d.t., ottenendo i collegamenti diretti "Ragusa - Ragusa 2" e "Ragusa - Pozzallo".

Nell'ottica di migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi presso la SE Ragusa 220 kV sarà potenziata la trasformazione 220/150 kV mediante la sostituzione dell'ATR n°2 da 160 MVA con uno da 250 MVA e sarà realizzato un nuovo collegamento a 150 kV tra la CP Siracusa Nord e la CP Siracusa 1, sfruttando il tratto dell'elettrodotto a 150 kV esistente "Siracusa Nord - Siracusa all.", che sarà ricostruito.

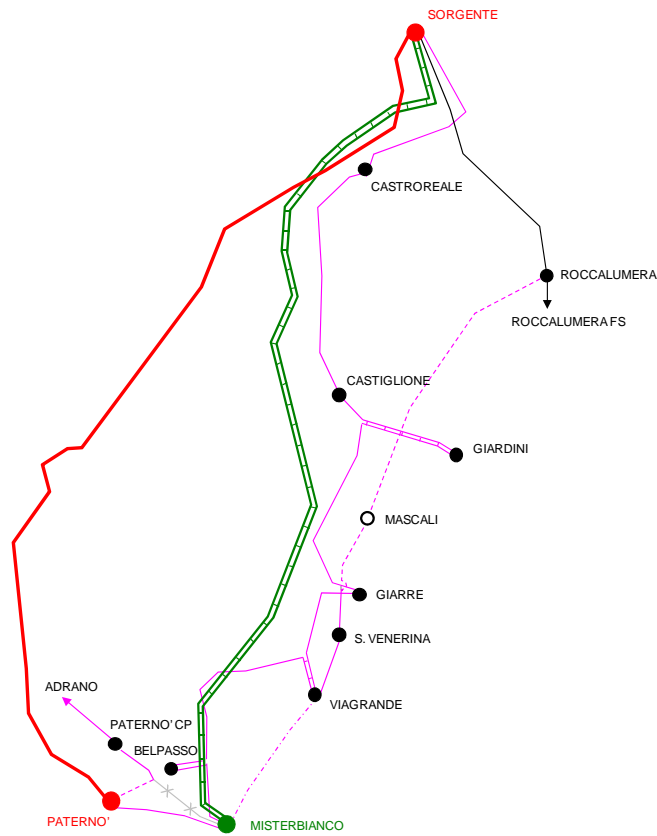
Riassetto di Palermo

Lavori programmati

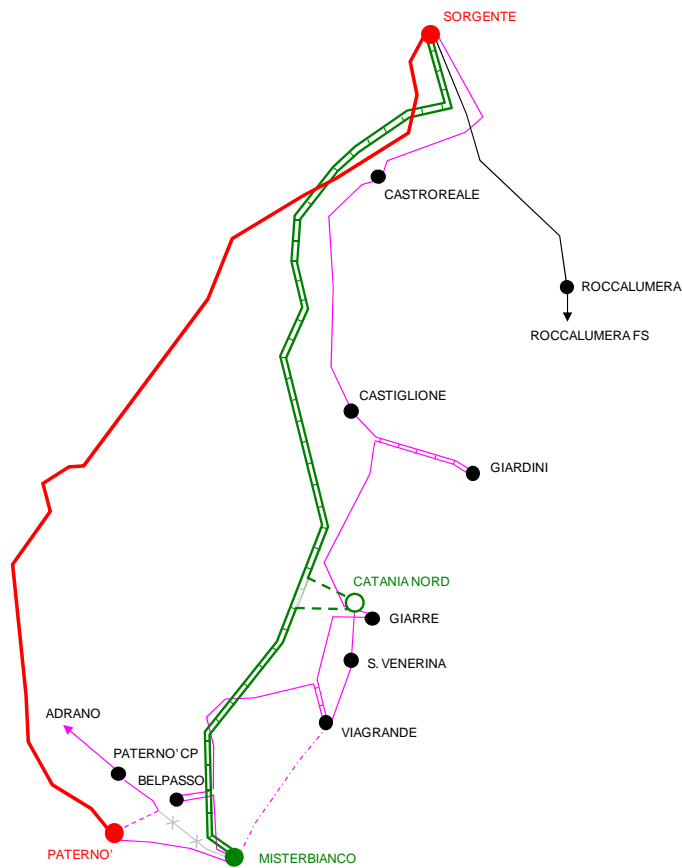


Interventi nell'area a nord di Catania

Lavori programmati - Alternativa 1

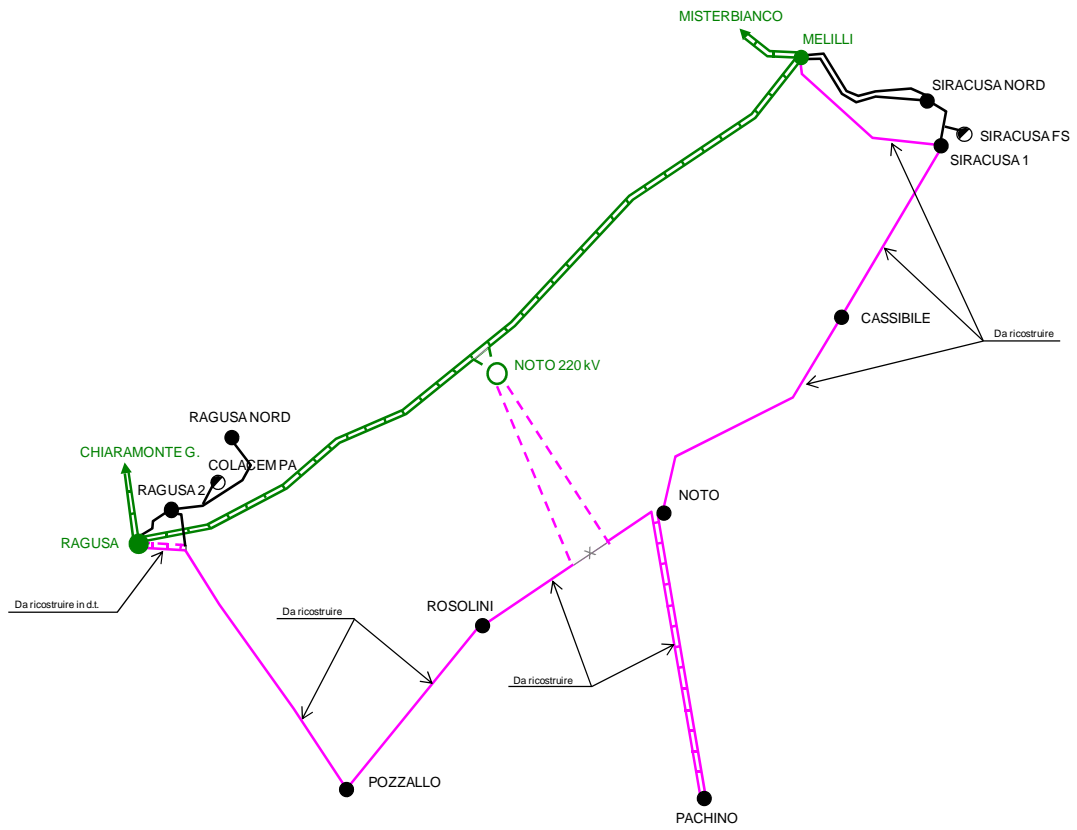


Lavori programmati - Alternativa 2



## Stazione Noto

Lavori programmati





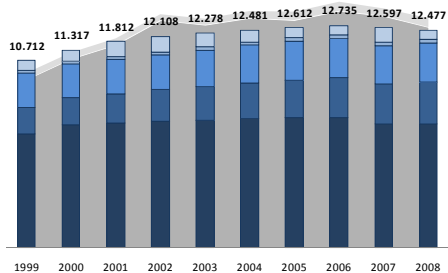


Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

Sardegna

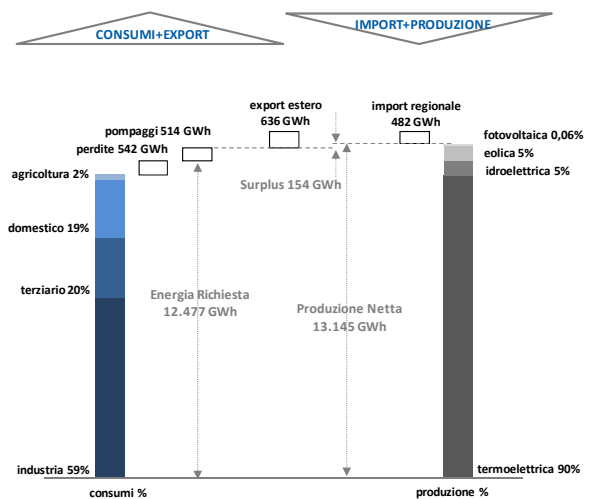
Sardegna: storico produzione/richiesta

Produzione: ■ Produzione al netto dei pompaggi ■ Produzione  
 Energia Richiesta (GWh): ■ Industria ■ Terziario ■ Domestico ■ Agricoltura ■ Altro



Il fabbisogno di energia elettrica della regione Sardegna per l'anno 2008 è stato pari a circa 12 TWh. Il bilancio regionale dei consumi è prevalentemente industriale e terziario che rispetto all'annualità 2007 ha registrato uno scostamento dei consumi rispettivamente del -0,4% e +5,2%. Il fabbisogno energetico è coperto per lo più da produzione termoelettrica (90%) seguita da quella idroelettrica (5%) e da una quota parte di energia proveniente da fonte rinnovabile e dall'import dal continente.

Sardegna: bilancio energetico 2008



Anche la regione Sardegna registra un calo dei consumi nell'ultimo anno, in linea con il trend nazionale.

La regione conferma anche per il 2008 il carattere di regione esportatrice di energia.

## Stato della rete

La Sardegna rappresenta una delle aree a maggior rischio del sistema elettrico italiano, in particolare il sistema dell'isola risente di ridotti margini di riserva per la copertura del fabbisogno, margini che possono a loro volta essere soggetti a riduzioni a causa di un tasso di avaria del parco di produzione di molto superiore al valore nazionale. Tale scenario condiziona fortemente la pianificazione delle indisponibilità, limitando, quindi, la possibilità di effettuare interventi manutentivi sugli impianti con un conseguente potenziale degrado della sicurezza del sistema elettrico; tale situazione è destinata a perdurare fino alla completa entrata in servizio del nuovo collegamento con il continente (SAPEI).

Nonostante la contrazione della domanda di energia così come confermato anche dai dati provvisori del 2009, risultano particolarmente critiche le porzioni di rete nell'area Nord Orientale (Gallura), in particolare durante la stagione estiva (dal 1 maggio al 30 settembre) quando i consumi elettrici in quell'area subiscono un forte incremento per effetto dell'avvio delle attività turistiche, la scarsa magliatura della rete AT determina problemi di trasporto e di contenimento dei valori di tensione; gli stessi limiti nella capacità di trasporto della rete condiziona l'utilizzo in piena potenza del collegamento con la Corsica (SAR.CO).

Si conferma inoltre la necessità di potenziare la rete nell'area Nord Ovest ove la realizzazione della già autorizzata trasversale 380 kV "Ittiri – Codrongianos" consentirà un esercizio in sicurezza della rete AAT.

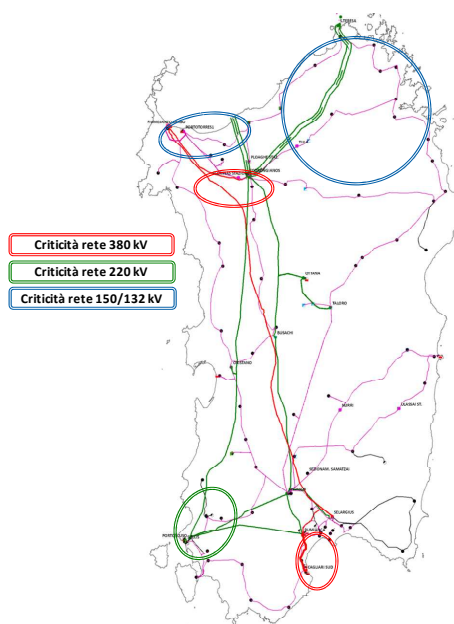
Nell'area Sud si evidenziano due aree critiche: a Ovest dove la configurazione di rete è tale da

determinare in alcune condizioni di esercizio il degrado dei profili di tensione sulla rete 220 kV.

Nella porzione ad Est, fra l'Ogliastra e l'area di Cagliari si rende necessario aumentare la magliatura della rete per incrementare la flessibilità di esercizio e la sicurezza.

Ulteriori criticità si confermano, nell'area di produzione di Sarlux e nell'area urbana di Cagliari dove si necessita rende necessario incrementare l'affidabilità di esercizio e dei margini di continuità del servizio.

Sono di seguito rappresentate in forma schematica le aree di maggiore criticità sulla rete di trasporto.



## Nuove connessioni alla RTN

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2009 suddivise per tipologia (centrali di produzione da fonte rinnovabile e/o convenzionale autorizzate, cabine primarie, utenze

passive e merchant lines) per ciascuna delle quali viene riportata in "Allegato connessioni alla RTN" la soluzione di connessione proposta.

Tipologia	Società	MVA	Tipo impianto	Regione
Produttore	<b>SARDINIA BIO ENERGY S.r.l.</b>	14	Biomassa	Sardegna

Tipologia	Società	Nome	Tipo impianto	Regione
-----------	---------	------	---------------	---------

Distributore	Enel Distribuzione	<b>Mandas</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Sardegna
	Enel Distribuzione	<b>Narbolia 2</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Sardegna
	Enel Distribuzione	<b>Oristano 2</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Sardegna
	Enel Distribuzione	<b>Nurra 2</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Sardegna
	Enel Distribuzione	<b>Serramanna</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Sardegna
	Enel Distribuzione	<b>San Nicolò D'Arcidano</b>	Cabina Primaria di Raccolta	Sardegna

---

## **Nuove esigenze di sviluppo rete**

---

### **Nuovo elettrodotto 150 kV "Taloro – Bono - Buddusò" (NU)**

**anno: lungo termine**

*Disegno: Elettrodotto 150 kV "Taloro-Bono-Buddusò"*

Al fine di migliorare la sicurezza e l'affidabilità di esercizio ed aumentare i margini di continuità del servizio di trasmissione è stato programmato un intervento di potenziamento della rete elettrica a 150 kV nell'area Centro-Occidentale.

In particolare sarà realizzata, utilizzando infrastrutture esistenti, una nuova direttrice a 150 kV che collegherà tra loro gli impianti di Taloro e Buddusò. L'intervento, insieme al completamento dei lavori di Enel D presso la CP Fonni, è propedeutico al completamento dei lavori presso l'impianto di Taloro dove è prevista la dismissione dell'attuale sezione in aria a 70 kV.

### **Elettrodotto 150 kV Fiumesanto-Porto Torres**

**anno: 2015**

Al fine di garantire una adeguata gestione delle produzioni del polo di Fiumesanto, e tenuto conto delle nuove iniziative produttive nell'aria sarà potenziato il collegamento fra gli impianti 150 kV di Fiumesanto e Porto Torres, sfruttando le infrastrutture esistenti. Al completamento dell'attività sarà rimosso il vincolo di portata sulla terna esistente.

### **Stazione 220 kV Sulcis (CI)**

**anno: 2015**

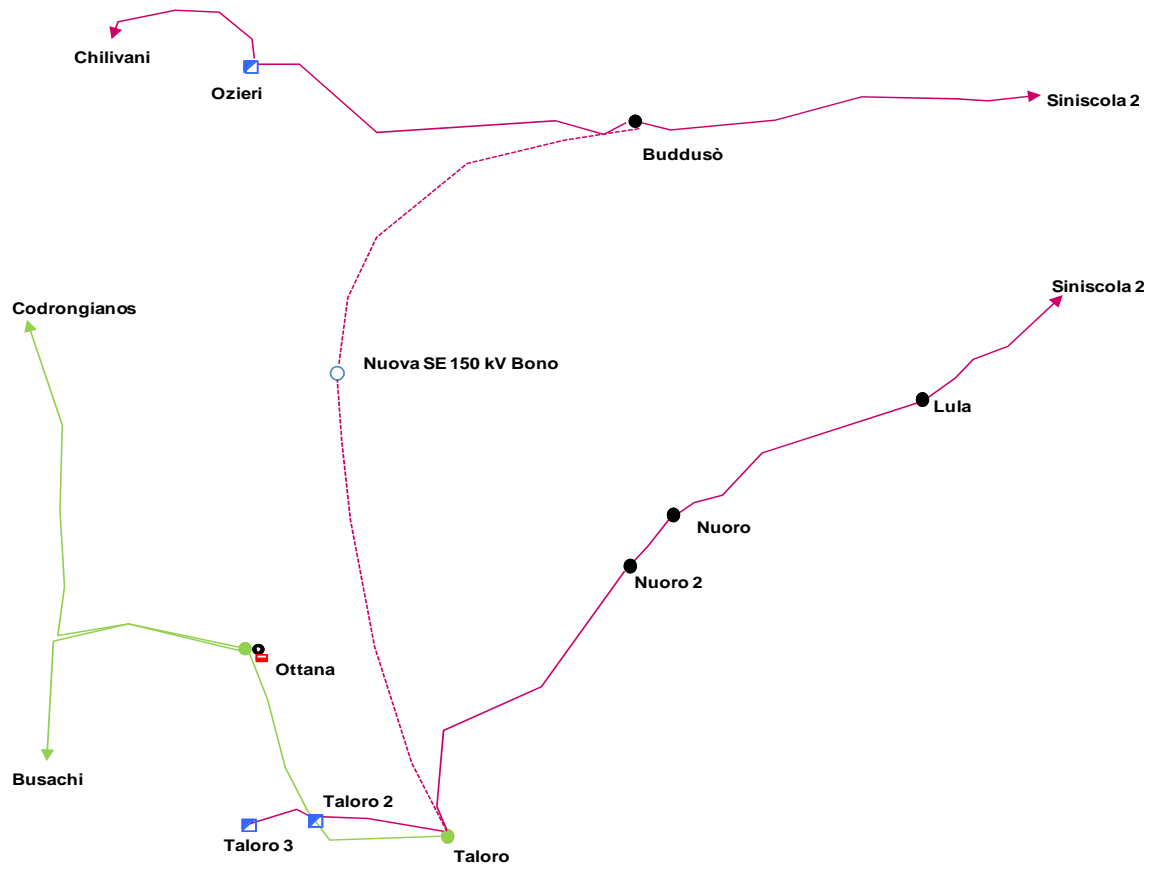
I principali impianti di produzione della Sardegna sono dislocati alle due estremità della rete 380 kV e 220 kV dell'isola. In particolare nell'area Nord con il polo produttivo di Fiume Santo e nell'area Sud con il polo di Sulcis. Questo comporta, in condizioni di rete non integra, un degrado dei profili di tensione sulla stessa rete 220 kV.

Al fine, quindi, di garantire gli adeguati livelli di qualità del servizio è prevista l'installazione di una batteria di condensatori presso la stazione 220 kV di Sulcis.

Contestualmente, saranno realizzati i necessari interventi di adeguamento presso lo stesso impianto di Sulcis.

Nuovo elettrodotto 150 kV "Taloro – Bono – Buddusò"

Lavori programmati





## **Sezione 2**

*Stato avanzamento piani precedenti*





## INDICE

1	Introduzione	129		
2	Principali attività svolte nel 2009	131		
2.1	Principali interventi di sviluppo realizzati nel 2009	131		
2.2	Iter autorizzativi conseguiti nel 2009	134		
2.3	Iter autorizzativi avviati nel 2009	136		
2.4	Principali interventi sulla rete 380 kV	137		
2.5	Studi completati nel corso del 2009	139		
2.6	Accordi perfezionati nel corso del 2009	140		
2.7	Variazioni nell'ambito della RTN	140		
3	Classificazione degli interventi di sviluppo	141		
3.1	Riduzione delle congestioni	141		
3.2	Riduzione dei poli limitati e dei vincoli alla capacità produttiva	141		
3.3	Interconnessioni con l'estero	142		
3.4	Sviluppo aree metropolitane	142		
3.5	Qualità del servizio	142		
3.6	Interventi per le connessioni	145		
4	Dettaglio sullo stato di avanzamento delle opere appartenenti ai piani precedenti già approvati	147		
4.1	Area Nord Ovest	147		
	Interventi previsti	147		
	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	154		
	Disegni	157		
4.2	Area Nord	175		
	Interventi previsti	175		
	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	180		
	Disegni	183		
4.3	Area Nord Est	187		
	Interventi previsti	187		
	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	195		
	Disegni	197		
4.4	Area Centro Nord	205		
	Interventi previsti	205		
	Interventi su impianti esistenti e autorizzati	213		
	Disegni	216		
4.5	Area Centro	225		
	Interventi previsti	225		
	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	232		
	Disegni	234		
4.6	Area Sud	241		
	Interventi previsti	241		
	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	248		
	Disegni	251		
4.7	Area Sicilia	259		
	Interventi previsti	259		
	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	262		
	Disegni	263		
4.8	Area Sardegna		267	
	Interventi previsti		267	
	Interventi su impianti esistenti o autorizzati		269	
	Disegni		270	



## 1 Introduzione

La presente sezione fornisce un quadro dettagliato sullo stato di avanzamento degli interventi di sviluppo proposti nei Piani precedenti, che costituiscono un supporto integrativo alla definizione dello scenario di riferimento per i prossimi piani di sviluppo della Rete di Trasporto Nazionale.

La Sezione 2 è strutturata come segue:

- nel capitolo 2 si descrivono tutte le attività previste nei precedenti Piani completate nel corso del 2009, nonché le altre attività avviate da Terna;
- nel capitolo 3 vengono ripercorsi i principali interventi proposti nei precedenti Piani e classificati in base ai benefici prevalenti ad essi associati;
- nel capitolo 4 dettaglio sono riportati i rispettivi dettagli delle opere di sviluppo con la descrizione dello stato di avanzamento delle stesse;
- in Allegato sono elencate le connessioni di centrali autorizzate, utenze passive, cabine primarie e merchant line su rete Terna e su rete Telat.



## 2 Principali attività svolte nel 2009

Il capitolo è dedicato alla descrizione delle attività di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) completate nel periodo Gennaio – Dicembre 2009, in particolare vengono riportate le attività per il rilascio delle autorizzazioni alla realizzazione di interventi di sviluppo della rete concluse nel corso dell'anno e di quelle tuttora in corso; sono altresì indicati gli accordi perfezionati nel corso dell'anno che hanno effetto sulla RTN, nonché con altri Operatori di settore.

### 2.1 Principali interventi di sviluppo realizzati nel 2009

Il perseguimento degli obiettivi di sviluppo ha portato nel corso del 2009 all'entrata in servizio di nuovi impianti di trasmissione di significativa importanza per il funzionamento della RTN, quali:

#### Elettrodotto 500 kV CC Sardegna – Continente (SAPEI)

Nov - 2009

E' stato completato il collegamento del 1° polo del collegamento 500 kV in corrente continua tra il nodo di Fiume Santo e quello di Latina.

#### Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze – S. Barbara

Set - 2009

E' stata completata la nuova sezione a 380 kV della SE Casellina contestualmente ai nuovi collegamenti 380 kV "Casellina – Poggio a Caiano" e "Casellina – Calenzano". E' stato inoltre completato il nuovo collegamento a 380 kV "Tavarnuzze – Casellina".

#### Stazione 380 kV Casanova (TO)

Apr - 2009

E' entrato in servizio presso la SE Casanova il nuovo ATR 380/132 kV da 250 MVA ed una nuova batteria di condensatori da 54 MVAR.

#### Stazione 380 kV Codrongianos (SS)

Lug - 2009

E' entrata in servizio presso la sezione 150 kV della SE Codrongianos una nuova batteria di condensatori da 54 MVAR.

#### Stazione 380 kV Andria (BT)

Mag - 2009

Presso la sez. 380 kV della SE Andria è entrata in servizio la nuova reattanza da 200 MVAR.

#### Stazione 380 kV Carpi Fossoli (MO)

Mar - 2009

E' stato realizzato il collegamento in cavo interrato della sez. 132 kV dell'esistente SE Carpi Fossoli alle linee 132 kV denominate "Carpi Sud - Carpi turbogas 1" e "Carpi Sud - Carpi turbogas 2".

#### Razionalizzazione 220 kV Bussolengo (VR)

Ago - 2009

Nell'ambito della razionalizzazione 220 kV di Bussolengo sono stati ripristinati i due collegamenti distinti 220 kV "Dugale – Verona B.M." e "Bussolengo S.S. – Riva Acciaio". Sono stati completati i raccordi a 132 kV per realizzare la direttrice 132 kV "Buss. S.S. – Buss M.A."

#### Stazione 220 kV Cedegolo Sud (SO)

Ott - 2009

E' stato completato il potenziamento e l'adeguamento della stazione 220/132 kV di Cedegolo, alla quale sono connesse mediante collegamenti dedicati gli impianti idroelettrici di EDISON ed ENEL Produzione.

#### Stazione 220 kV Lana (BZ)

Dic - 2009

Presso la SE Lana è stata ampliata la sezione 220 kV, prevedendo la connessione su entrambe le sbarre delle linee "Lana – S. Antonio" e "Lana – S. Massenza".

#### Stazione 220 kV Ponti sul Mincio (MN)

Giu - 2009

Sono stati completati i raccordi a 220 kV sulla linea RTN "Bussolengo – Marcaria" funzionali alla connessione della SE 220 kV Ponti sul Mincio di proprietà RETRASM.

#### Stazione 220 kV Sandrà (VR)

Mag - 2009

Sono stati adeguati ai nuovi valori di corrente di corto circuito alcuni elementi dell'impianto.

### Stazione 220 kV Savona (SV)

**Dic - 2009**

E' entrato in servizio un nuovo ATR 220/132 kV da 250 MVA nella Stazione 220 kV Savona.

### Stazione 220 kV Tirano (VA)

**Ago - 2009**

Nuova SE 220/150 kV di Tirano in e-e alla linea 220 kV "Cesano – Glorenza c.d.Premadio" per la connessione della merchant line "Tirano – Campocologno" di proprietà Elite.

### Riassetto rete 220 kV città di Napoli

**Nov - 2009**

E' entrata in servizio la nuova SE 220 kV di Napoli Levante e sono stati ultimati i collegamenti in cavo 220 kV "Napoli Levante - Casoria" e "Napoli Levante - Doganella".

### Interventi su rete AT per raccolta produzione eolica in Campania

**Nov - 2009**

Presso la SE 150 kV di Vallesaccarda sono stati ultimati i lavori per il collegamento della c.le eolica IVPC Anzano e della stazione a 150 kV RTN di Accadia ed i relativi raccordi aerei a 150 kV.

### Riassetto rete 220 kV città di Napoli

**Dic - 2009**

Sono state completate le attività di rinnovo e potenziamento della stazione elettrica 220/150 kV di Frattamaggiore.

### Interventi su rete AT per raccolta produzione eolica in Calabria

**Dic - 2009**

Nell'ambito delle attività previste dall'opera di sviluppo "Interventi su rete AT per raccolta produzione eolica in Calabria", è entrata in esercizio la variante in cavo all'elettrodotto 220 kV "Mucone 2 - Rotonda cd Mucone 1" ed è stata completata la realizzazione del nuovo elettrodotto 150 kV "Acri – Rossano" e demolizione del vecchio collegamento.

### Stazione 220 kV Verampio (VB)

**Mag - 2009**

E' stata completata la sostituzione degli attuali trasformatori a 3 avvolgimenti 220/132/12 kV da 78/89/78 MVA e delle due unità regolatrici esterne con 3 trasformazioni di cui 2 TR 220/12 kV da 90 MVA e un ATR 220/132 kV da 250 MVA, quest'ultimo con funzione di interconnessione (ATR 220/132 kV ed uno dei TR 220/12 kV già in servizio).

### Stazione 220 kV Vercelli (VC)

**Set - 2009**

E' entrato in servizio un nuovo ATR 220/132 kV da 160 MVA.

### Stazione 220 kV Villeneuve

**Ago - 2009**

E' stato installato un nuovo TR AT/MT da 25 MVA in sostituzione dell'attuale da 16 MVA.

### Stazione 220 kV Partinico

**Dic - 2009**

Presso la stazione di Partinico è entrata in servizio una reattanza di compensazione da 75 MVar con prese di regolazione standard connessa alla sezione 220 kV .

### Elettrodotto 132 kV V. Tirano – Campocologno

**Nov - 2009**

È entrato in servizio il collegamento in cavo 132 kV tra la SE Villa di Tirano e Campocologno (CH).

### Elettrodotto 132 kV Istrago – Spilimbergo

**Ott - 2009**

E' entrato in servizio il nuovo collegamento 132 kV tra la stazione Edison di Istrago e Spilimbergo.

### Razionalizzazione 132 kV Val D'Ossola Sud

**Mar - 2009**

Nell'ambito delle opere previste dall'intervento di sviluppo "Razionalizzazione 132 kV della Val d'Ossola Sud" sono entrati in servizio i collegamenti a 132 kV "Gravellona - Borgomanero Est" e "Arona – Borgomanero Est – RFI Borgomanero".

### Stazione 132 kV Ardenno (SO)

**Nov - 2009**

E' stato completato il potenziamento e l'adeguamento della stazione di Ardenno.

### Stazione 150 kV Faeto (AV)

**Mar - 2009**

La nuova SE a 150 kV Faeto è stata connessa in entra - esce alla linea a 150 kV "Montefalcone – Celle Vito"

### Stazione 150 kV Siciqnano (SA)

**Ott - 2009**

E' stata connessa in entra-esce alla linea a 150 kV "Campagna – Contursi" la stazione di smistamento a

150 kV di Sicignano, già in derivazione rigida alla stessa linea.

**Stazione 132 kV Fusina (VE)**

**Mag - 2009**

Presso l'impianto RTN di Fusina è stato completato lo stallo 132 kV per la connessione dell'impianto ad idrogeno di ENEL Produzione SpA.

**Elettrodotto 132 kV Cameri – Galliate**

**Gen - 2009**

È stato completato il potenziamento dell'elettrodotto 132 kV "Cameri – Galliate".

**Stazione 150 kV Uvini (CA)**

**Dic - 2009**

E' stato completato il potenziamento dell'esistente Stazione 150 kV di Uvini.

**Stazione 150 kV Regalbuto**

**Nov - 2009**

Realizzata nuova SE 150 kV di Regalbuto in entra – esce alla linea 150 kV "Nissoria – Grottafumata C.le".

**CP Bentivoglio (BO)**

**Giu - 2009**

Connessione della nuova CP Bentivoglio di ENEL Distribuzione in entra - esce alla esistente linea a 132 kV "S.Pietro in Casale – Castelmaggiore".

**CP Budoni (NU)**

**Lug - 2009**

Connessione della nuova CP Budoni di proprietà di ENEL Distribuzione, in entra-esce sulla linea a 150 kV "Siniscola1 – S. Teodoro".

**CP Carapelle (FG)**

**Mar - 2009**

Connessione della nuova CP Carapelle, di proprietà ENEL Distribuzione, in entra esce sulla linea a 150 kV "Foggia Industriale – Ortanova".

**CP Monte Cute (PZ)**

**Mar - 2009**

Connessione della nuova CP Monte Cute, di proprietà ENEL Distribuzione, in entra - esce sulla linea a 150 kV "Potenza Est – Salandra".

**CP Palau 2 (OT)**

**Mar - 2009**

In attesa della connessione definitiva, è stata collegata la nuova CP Palau2 di ENEL Distribuzione in derivazione rigida alla linea 150 kV "Arzachena – Palau".

**CP Novara Nord (NO)**

**Lug - 2009**

E' stata completata la connessione della CP Novara Nord di proprietà ENEL Distribuzione in entra – esce alla linea 132 kV "Novara Sud – Edison Novara".

**CP Sezzadio (AL)**

**Lug - 2009**

E' stata completata la connessione della CP Sezzadio di proprietà ENEL Distribuzione in entra – esce alla linea RTN a 132 kV "Edison Cairo –Edison Spinetta".

**CP Savio (RA)**

**Lug - 2009**

E' stata completata la connessione della CP Savio di proprietà ENEL Distribuzione in entra – esce alla linea RTN a 132 kV "Cervia – Ravenna Alaggio".

**CP Casale Antici (MC)**

**Dic - 2009**

E' stata completata la connessione della CP Casale Antici di proprietà ENEL Distribuzione in entra – esce alla linea RTN a 132 kV "Tolentino – Corneto".

**CP Venamartello (AP)**

**Nov - 2009**

E' stata completata la connessione della CP Venamartello di proprietà ENEL Distribuzione in entra – esce alla linea RTN a 132 kV "C.le Venamartello – C.le Capo di Ponte".

## 2.2 Iter autorizzativi conseguiti nel 2009

Nel periodo gennaio 2009 – dicembre 2009, sono state conseguite le autorizzazioni per i seguenti interventi di sviluppo:

*Tabella 1 - Iter autorizzativi conseguiti nel 2009 (L. 239)*

Interventi autorizzati L.239/04 <sup>1</sup>	Opera Piano di Sviluppo	Regione	Data
Nuova S.E. a 220 kV "Salvemini" (EL-124/93/2009), Elettrodotto 220 kV "Sangone – Salvemini" (EL-109), Elettrodotto 220 kV "Salvemini – TO Ovest" (EL-110), Elettrodotto 220 kV "Sangone - TO Sud" (EL-111).	Razionalizzazione 220 kV città di Torino	Piemonte	08/05/2009
Realizzazione di un nuovo collegamento in d.t. 380 kV lungo la direttrice "La Casella – Caorso" e realizzazione di due nuove stazioni SE 380 kV Chignolo Po e Maleo (EL-108).	Razionalizzazione 380 kV in Provincia di Lodi	Lombardia	13/11/2009
Nuovo collegamento 220 kV "Dugale – Verona B.M." e "Bussolengo S.S. – Riva Acciaio" (239/EL-98/81/2009)	Razionalizzazione 220 kV Bussolengo (VR)	Veneto	18/02/2009
Elettrodotti in cavo a 132 kV "Fusina 2 – C.P. Sacca Fisola " e "C.P.Sacca Serenella – C.P. Cavallino"(239/EL-106/97/2009)	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Veneto	06/08/2009
Raccordo tra elettrodotti 380 kV "Marginone-Poggio a Caiano" e "Poggio a Caiano – Calenzano" (239/EL-97/84/2009)	Stazione 380 kV di Poggio a Caiano	Toscana	20/02/2009
SE 380 kV di Aliano e relativi raccordi alla linea 380 kV "Laino -- Matera" ed alla rete 150 kV(239 /EL-107/99/2009)	Riassetto rete nord Calabria	Basilicata	06/08/2009
Nuova SE 380 kV di Villafranca Tirrena, nuovo collegamento parte in cavo terrestre e parte in cavomarinò tra le SE di Villafranca Tirrena (ME) e Scilla (RC)(239/EL-76/82/2009).	Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi"	Calabria	20/02/2009
Nuovi raccordi a 150 kV all'esistente SE di Vallesaccarda (239/EL-59/85/2009)	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Campania	Campania	13/03/2009
Variante in cavo interrato all'esistente elettrodotto a 220 kV "Mucone 2 – Rotonda der. Mucone 1" in Comune di Acri (239/EL-132/94/2009)	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Calabria	Calabria	25/05/2009
Stazione di smistamento a 150 kV e relativi raccordi per realizzare la connessione, in e-e, sull'esistente elettrodotto a 150 kV "Villacidro – Villasor"(239/EL-154/95/2009)	Connessione C.le Sardinia Bio Energy Srl	Sardegna	18/06/2009
Nuovi raccordi in cavo interrato alla C.P. Ionadi (VV) dalla linea 150 kV "Feroletto – Gioia T. Ind.le c.d. Francavilla A."	C.P. Ionadi	Calabria	18/02/2009

<sup>1</sup> L.239/04, "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia".



Sono altresì stati autorizzati i seguenti interventi sulla rete di trasporto nazionale:

**Tabella 2 - Iter autorizzativi su RTN conseguiti nel 2009**

<b>Interventi autorizzati</b>	<b>Regione</b>	<b>Data</b>
Connessione in antenna 220 kV su nuova stazione in entra - esce sulla "Leini – Pianezza" dell'impianto di generazione a ciclo combinato da 400 MVA della Società Iride Energia S.p.A., da ubicare nel Comune di Torino, Iride SPA	Piemonte	30/06/2009
Connessione in antenna a 132 kV su una nuova stazione elettrica in doppia sbarra a 132 kV da inserire in entra esce sulla linea a 132 kV "MEDE - CS SIT - Mortara", della società Maire Tecnimont S.p.A.	Lombardia	15/01/2009
Connessione in antenna a 132 kV sulla SE Adria dell'impianto fotovoltaico da 13 MVA, sito nel comune di Loreo (RO), società Solareolica S.r.l.	Veneto	29/07/2009
Connessione in antenna a 132 kV alla nuova stazione Ravenna Z.I. della centrale a cogenerazione da 23 MVA della Società Cabot, da ubicare nel comune di Ravenna (RA).	Emilia Romagna	09/01/2009
Connessione in antenna ad una nuova stazione RTN in entara - esce alla linea 150 kV "Ortona – Villanova" dell'impianto a biomasse a 40 MVA della società ECO-ENERGY S.R.L., da ubicare nel Comune di Ortona (CH)	Abruzzo	27/01/2009
Connessione in antenna presso la costruenda stazione elettrica a 150 kV di Rotello dell'impianto di produzione da fonte eolica di 24 MVA, da ubicare nel Comune di S.Elia Pianisi (CB)	Molise	23/06/2009
Connessione in antenna alla nuova stazione RTN in entra-esce alla linea "Montelungo – Cassino" dell' RSU da 45 MVA della società EALL S.r.l., da ubicare nel Comune di San Vittore Nel Lazio (FR).	Lazio	15/03/2009
Connessione in antenna a 150 kV alla SE Montalto dell'impianto di produzione da fonte solare da 20 MVA, della società MEGASOL S.r.l., da ubicare nel Comune di Montalto di Castro (VT).	Lazio	15/06/2009
Connessione su nuova stazione RTN in entra esce sulla linea "Campo di Carne – Santa Rita" dell'impianto di produzione da fonte solare da 15 MVA, della società APRILIA SOLAR S.r.l., da ubicare nel Comune di Aprilia (LT).	Lazio	17/07/2009
Connessione in antenna 150 kV con nuova stazione in entra esce alla linea "Calabritto – Calitri" dell'impianto eolico da 25 MVA, della società ICQ Holding S.p.A. (Eolica Santomena), nel comune di Santomena (SA).	Campania	02/04/2009
Connessione in antenna alla SE Montefalcone dell'impianto eolico da 20 MVA della società EDISON ENERGIE SPECIALI, nel comune di Foiano di Valfortore (BN).	Campania	06/04/2009
Connessione in antenna su nuova stazione in entra esce alla linea 150 kV "Bisaccia – Calitri" dell'impianto eolico da 34 MVA nei comuni di Andretta, Morra de Sanctis e Guardia Lombardi (AV), società IVPC POWER 10.	Campania	26/03/2009
Connessione alla RTN dell'impianto di produzione da fonte eolica da 70 MVA della Società Energie Rinnovabili (SER) S.p.A in antenna alla stazione di smistamento a 150 kV di Accadia.	Campania	10/08/2009
Connessione in antenna 150 kV alla SE Brindisi Sud dell'impianto fotovoltaico di Brindisi da 10 MVA (BR), società Italgest Photovoltaic Srl	Puglia	26/01/2009
Connessione dell'impianto fotovoltaico da 43 MVA nel comune di Cellino S. Marco (BR), ASI Cellino San Marco FV S.r.l., in antenna a 150 kV alla SE 380 kV Brindisi Sud.	Puglia	27/01/2009

Interventi autorizzati	Regione	Data
Connessione in antenna 150 kV su nuova stazione 380 kV in entra esce sulla linea "Foggia – Benevento" dell'impianto eolico da 80 MVA, sito nel comune di Troia (FG), società Fortore Energina.	Puglia	25/02/2009
Connessione in antenna 150 kV alla nuova stazione in entra esce alla linea "Serra – Chiaravalle" dell'impianto eolico da 70 MVA nel comune di S.Vito sullo Ionio (CZ), società Parco Eolico di San Vito.	Calabria	18/08/2009
Connessione in antenna su nuova stazione RTN in entra esce alla linea "Canicatti – Racalmuto" dell'impianto di generazione da fonte eolica da 45 MVA della Società Wind Energy Racalmuto, da ubicare nel Comune di Racalmuto (AG).	Sicilia	06/03/2009

### 2.3 Iter autorizzativi avviati nel 2009

Relativamente agli interventi di sviluppo della Rete di Trasmisione Nazionale sono stati avviati nel corso del 2009 i seguenti iter autorizzativi presso le Autorità preposte:

*Tabella 3 - Iter autorizzativi avviati nel 2009*

Interventi avviati L.239/04 <sup>2</sup>	Regione	Data
Interconnessione in HVDC Italia – Francia	Piemonte	19/10/2009
Nuova Stazione Elettrica 220 kV Pellerina	Piemonte	14/05/2009
Elettrodotto interrato 220 kV "Pellerina – Levanna"	Piemonte	20/05/2009
Elettrodotto interrato 220 kV "Pellerina-Politecnico"	Piemonte	20/05/2009
Elettrodotto interrato 220 kV "TO Ovest – Pellerina "	Piemonte	20/05/2009
Elettrodotto interrato 220 kV "Pellerina – Martinetto"	Piemonte	20/05/2009
Elettrodotto interrato 220 kV "Stura – TO Centro"	Piemonte	28/08/2009
Varianti agli ingressi delle linee 132 kV della SE di Cislago	Lombardia	23/07/2009
Nuova direttrice in cavo interrato AT a 220 kV "Stazione IV– Stazione V ALCOA e nuova SE 220 kV "Marghera Stazione V"	Veneto	16/03/2009
Nuova SE Bussolengo SS e modifica ingressi	Veneto	19/06/2009
Nuovo elettrodotto 380 kV tra le SE di Colunga e Calenzano	Emilia Romagna/Toscana	09/09/2009
Nuova stazione 132 kV Ravenna Zona Industriale	Emilia Romagna	30/09/2009
Raccordi 132 kV alla SE di Colmata nel Comune di Piombino (LI)	Toscana	22/06/2009
Connessione CP Bedonia in entra-esce alla linea "Borgonovo – Borgotaro"	Toscana	29/09/2009
Potenziamento della linea AT 150 kV "Belcastro – Simeri "	Campania	29/07/2009
Raccordi 150 kV "Bisaccia – Calitri"	Campania	30/09/2009
Rifacimento elettrodotti 150 kV "Matera – Grottole", "Grottole – Salandra cd Salandra FS" e "Salandra – San Mauro Forte"	Basilicata	16/04/2009

<sup>2</sup> L.239/04, "Riordino del settore energetico, nonche' delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia"

Interventi avviati L.239/04 <sup>2</sup>	Regione	Data
Nuovo elettrodotto 380 kV tra la costruenda SE 380 kV di Maida e l'esistente SE 380/220/150 kV di Feroletto. Variante all'esistente elettrodotto 380 kV "Feroletto – Rizziconi"	Calabria	23/04/2009
Collegamenti in cavo interrato a 380 kV per collegare la stazione elettrica di Priolo Gargallo alla stazione elettrica di Melilli nel Comune di Melilli in Provincia di Siracusa.	Sicilia	24/06/2009
Varianti in cavo 220 kV "Casoria – Fratta" e "Fratta – Secondigliano"	Campania	24/07/2009
Potenziamento elettrodotto AT 150 kV "Buccino – Contursi"	Campania	16/09/2009
Raccordi 150 kV "AGIP Deliceto – Ascoli Satriano" alla SE 380 kV di Deliceto	Puglia	29/10/2009
Elettrodotto 132 kV Elba-Continente e riassetto rete area Piombino	Toscana	01/12/2009
Interconnessione HVDC Italia-Montenegro ed opere accessorie	Abruzzo	02/12/2009
Elettrodotto 380 kV Laino-Altomonte	Calabria	03/12/2009
Elettrodotto 380 kV Gissi-Villanova	Abruzzo	21/12/2009

## 2.4 Principali interventi sulla rete 380 kV

È di seguito dettagliato lo stato dell'iter dei principali interventi sulla rete 380 kV.

*Tabella 4 – Stato avanzamento iter autorizzativi principali interventi sulla rete 380 kV*

Interventi	Regione	Stato avanzamento iter	Data PdS 2009	Data PdS 2010
Elettrodotto 380 kV d.t. "Trino – Lacchiarella"	Piemonte/ Lombardia	Avviato in data 09/12/2008. VIA in corso	2012	2012
Razionalizzazione 380 kV Provincia di Lodi	Lombardia	Avviato in data 21/12/2007. Decreto MiSE conseguito in data 13 Novembre 2009	2012	2012
Razionalizzazione rete AAT nelle aree di Venezia e Padova	Veneto	Avviato in data 20/12/2007. VIA in corso (Intesa regionale conseguita senza Comp. Urb.)	2011/13	2011/13
Elettrodotti 380 kV "Udine Ovest – Redipuglia" e nuova SE Udine Sud	Friuli Venezia Giulia	Avviato in data 13/11/2008. VIA in corso	2012	2012
Elettrodotto 380 kV Calenzano – S. Benedetto del Querceto – Colunga	Toscana /Emilia Romagna	Avviato in data 09/09/2009	2013	2013
Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II	Puglia/Campania	Avviato in data 28/12/2006. VIA conseguita in data 27/10/2009 (in attesa conseguimento intesa regionale)	2012	2012
Elettrodotto 380 kV Sorgente – Scilla – Rizziconi	Calabria/Sicilia	Avviato in data 20/12/2006. VIA conseguita in data 29/07/09 (in attesa conseguimento intesa regionale)	2013	2013
Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	Abruzzo/ Molise/ Puglia	Da avviare entro 2009 tratto "Gissi – Villanova"	2013/2014	2013/2014

Interventi	Regione	Stato avanzamento iter	Data PdS 2009	Data PdS 2010
Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II	Campania	Da avviare entro 2010 tratto Montecorvino - Avellino	2013	2013
Razionalizzazione 380-132 kV di Brescia	Lombardia	Da avviare entro 2010	2015	2015
Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	Veneto	Da avviare entro 2010	2014	2014
Elettrodotto 380 kV Deliceto – Bisaccia	Puglia/ Campania	Da avviare entro 2010	lungo termine	lungo termine
Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo	Sicilia	Da avviare entro 2010	2013	2013
Elettrodotto 380 kV Casanova – Asti – Vignole e sviluppi di rete nelle province di Asti ed Alessandria	Piemonte	Da avviare entro 2011	2014	2014/lungo termine
Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna	Sicilia	Da avviare entro 2011	2014	2015
Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo	Marche/Abruzzo	Da avviare entro 2012	2014	2015
Elettrodotto 380 kV Sorgente – Ciminna	Sicilia	Da avviare entro 2012	2015	2015

### Ulteriori interventi

Inoltre, sono ancora in fase di completamento presso le Autorità preposte gli iter autorizzativi delle seguenti opere di sviluppo:

Tabella 5 – Iter autorizzativi in corso

Interventi in autorizzazione ai sensi della L.239/04	Regione	Data
Ricostruzione dell'elettrodotto a 132 kV "Cerreto Castello – Biella Est"	Piemonte	11/02/2008
Linea a 132 kV "Peschiera-Vaiano Valle – Snam S.Donato M.se"	Lombardia	24/06/2008
Nuova stazione di smistamento a 132 kV di "Caorso – Fossadello" e relativi raccordi (UT SAIB)	Lombardia	18/07/2008
Nuovo elettrodotto a 220 kV in cavo interrato "Gadio – Porta Volta"	Lombardia	04/08/2008
Linea 132 kV Flero S.Zeno (UT San Zeno Acciai – Dufenco SpA)	Lombardia	15/10/2008
Raccordi alla nuova SE 132 kV e raccordi sulla "Cernusco – Verderio" (UT FOMAS)	Lombardia	17/10/2008
Elettrodotto 132 kV "Vellai – Scorzè"	Veneto	23/10/2004
Variante elettrodotto a 220 kV "Soverzene – Scorzè"	Veneto	26/10/2004
Stazione elettrica 380/220/132 kV di Volpago	Veneto	21/07/2008
Raccordi 132 kV dell'elettrodotto 132 kV "Parma V. – San Quirico" alla CP "SPIP"	Emilia Romagna	02/07/2007
Raccordi interrati dalla CP Fusignano alla linea 132 kV "Colunga– Ravenna Canala"	Emilia Romagna	28/01/2008
Elettrodotto a 132 kV "Vinchiana – S.Pietro al Vico" n.511 – Variante in località a Croce in Comune di Lucca	Toscana	26/08/2008
Raccordi 132 kV all'elettrodotto 132 kV "Terricciola – Cecina der. Saline"	Toscana	17/12/2008
Nuovo assetto linee del Vomano 220 kV	Abruzzo	14/12/2007

Interventi in autorizzazione ai sensi della L.239/04	Regione	Data
Nuovi raccordi a 150 kV all'esistente stazione elettrica di "Vallesaccarda", in Comune di Anzano (FG)	Campania	26/05/2006
Stazione elettrica 380/150 kV di Avellino Nord e raccordi aerei	Campania	30/05/2008
Sezione a 150 kV nella S.E. di Palo del Colle e raccordi alla rete a 150 kV	Puglia	16/07/2008
Elettrodotto 150 kV "Corato – Bari Ind.2"	Puglia	29/12/2008
Elettrodotto 150 kV "Matera – Matera CP"	Basilicata	29/12/2008
Nuova SE 380/150 kV di Lattarico (CS) e raccordi 380 kV alla linea "Feroletto – SE di Altomonte"	Calabria	17/01/2008
Nuovi raccordi 150 kV in cavo interrato alla CP Tarsia (CS) dalla linea 150 kV "Acri – Cammarata"	Calabria	22/07/2008
Elettrodotto a 150 kV in cavo interrato tra le SE Cagliari Sud e Rumianca ed opere connesse	Sardegna	14/01/2008

Sono altresì stati avviati i seguenti iter (non in L.239/04):

**Tabella 6 - Iter autorizzativi in corso non in L. 239/04**

Altri interventi avviati	Regione	Data
Stazione a 380/132 kV in provincia di Treviso	Veneto	24/03/2003
Ricostruzione collegamento 220 kV "Monfalcone – Padriciano"	Friuli Venezia Giulia	29/11/2007
Elettrodotto 132 kV "Randaccio – Lisert"	Friuli Venezia Giulia	10/12/2007
Elettrodotto 132 kV "Brunico Hydros – Brunico CP"	Trentino Alto Adige	16/05/2008
Realizzazione della connessione in entra-esce della CP Mussomeli alla linea elettrica 150 kV SE Caltanissetta – CP Castronovo, nel Comune di Mussomeli C.da Polizzello in Prov.di Caltanissetta.	Sicilia	28/08/2008
Raccordi 132 kV alla CP Vezzano	Trentino Alto Adige	19/12/2008

## 2.5 Studi completati nel corso del 2009

### Studio di interconnessione con Malta

Il 5 giugno 2009, sono stati presentati all'Autorità maltese i risultati preliminari dello studio di fattibilità per l'interconnessione, condotto congiuntamente da Terna e dall'ente energetico maltese Enemalta. Lo studio aveva come scopo la definizione della migliore tecnologia da adottare - i terminali di connessione alle reti esistenti (Ragusa in Italia e Kappara in Malta) - il percorso (marino e terrestre, totalmente interrati, con punti di approdo) nonché la fattibilità economica e finanziaria dell'intervento. Allo stesso progetto sono stati riconosciuti 20 M€ dall'UE nell'ambito del programma EEPR (Programma Energetico europeo per la ripresa).

### Studi di dettaglio per l'interconnessione Italia-Francia

Nel corso del 2009 sono stati completati studi di dettaglio per la valutazione del comportamento dinamico del sistema interconnesso in presenza del futuro collegamento in HVDC Piossasco – Grande Ile. Sono stati anche effettuati studi di adeguatezza e di mercato con strumenti di simulazione sia italiani che francesi che hanno condotto a risultati ampiamente sovrapponibili e pienamente congruenti con le analisi già condotte in precedenza.

## 2.6 Accordi perfezionati nel corso del 2009

Vengono nel seguito illustrati i principali accordi siglati nel corso del 2009:

### Accordo a2a – Terna per lo sviluppo rete in Valle Sabbia

Al fine di aggregare e armonizzare i programmi di sviluppo delle rispettive reti, a2a e Terna hanno siglato lo scorso luglio un accordo finalizzato allo sviluppo della rete nella Valle Sabbia. L'accordo prevede la realizzazione di una serie di interventi che nel complesso apporteranno un significativo miglioramento in termini di affidabilità e qualità del servizio nella area della Valle Sabbia. L'intervento denominato Razionalizzazione rete AT della Valle Sabbia – nei suoi contenuti tecnici è stato condiviso e siglato anche dai comuni (Agnosine, Odolo, Bagolino, Vobarno, nonché la Comunità montana della Valle Sabbia e la provincia di Brescia) coinvolti dalle nuove infrastrutture. Successivamente, gli EELL hanno provveduto alla pubblicazione del programma tecnico su Bollettino Ufficiale Regione Lombardia del 12 Agosto 2009.

### Tunisia: firma Accordo di Partenariato Terna STEG

Il 7 aprile 2009 è stata inoltre costituita a Tunisi ElMed Etudes S.A.R.L., società mista di diritto tunisino, partecipata paritariamente da Terna e STEG. La società, primo caso di joint venture tra una società elettrica europea ed una nordafricana, dà seguito a quanto previsto all'accordo inter-governativo stipulato in data 7 Agosto 2008 tra il Ministro dello Sviluppo Economico Italiano ed il suo omologo Tunisino a sostegno del progetto integrato di produzione e trasmissione elettrica in Tunisia; precedentemente, in data 1 Agosto 2008, Terna aveva avviato l'iter autorizzativo per la nuova interconnessione Sicilia – Tunisia in applicazione dell'accordo inter-governativo Italia – Tunisia del 29 Giugno 2007.

### Montenegro: firma Term Sheet

Nel corso del 2009 Terna e Prenos hanno siglato un Term Sheet – approvato anche dal Consiglio dei Ministri del Montenegro – per la cooperazione e la partnership industriale finalizzate alla realizzazione dell'interconnessione e dei relativi rinforzi di rete.

## 2.7 Variazioni nell'ambito della RTN

Ai sensi del D.M. 23 dicembre 2002 del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico), sono inserite annualmente nei Piani di sviluppo le nuove proposte di ampliamento della Rete di Trasporto Nazionale (RTN).

La procedura operativa per l'ampliamento dell'ambito RTN, così come descritta dal Codice di Rete<sup>3</sup>, prevede che le proposte di ampliamento, preventivamente concordate da Terna con i soggetti proprietari e/o aventi la disponibilità dei beni coinvolti, siano riportate nel PdS e inviate al MiSE, per la verifica di conformità, attraverso l'approvazione del PdS.

I criteri generali utilizzati nella scelta degli elementi di rete da proporre per l'acquisizione sono principalmente atti a:

- evitare casi che possano comportare difficoltà nelle attività di gestione, esercizio e manutenzione, o situazioni che possano creare ostacoli o lentezze nello sviluppo della rete;
- risolvere quelle situazioni in cui ad esempio un intervento di sviluppo misto (che coinvolge cioè la rete di trasmissione e una o più reti di distribuzione) porti a una commistione di proprietà e di competenza.

Successivamente alla modifica dell'ambito della RTN, potrà avvenire in seguito al conferimento a Terna degli asset in questione da parte dei soggetti che ne hanno attualmente la disponibilità, fermo restando che la remunerazione corrisposta ai Titolari per gli elementi di rete che saranno inclusi nell'ambito della RTN, sarà conforme alla normativa vigente.

Sono in corso di perfezionamento gli accordi economici con i rispettivi Titolari delle proposte di acquisizione di elementi di rete presenti nei precedenti Piani.

Infine l'accordo per la cessione degli impianti di Enel Distribuzione a Terna, con Decreto del 27 febbraio 2009 e successivo decreto del 23 marzo 2009, il MiSE ha conferito le linee oggetto dell'acquisto nel perimetro della Rete di Trasmissione Nazionale.

<sup>3</sup> Codice di Rete, Cap. 2, paragrafo 2.7 "Aggiornamento dell'ambito della RTN".

### 3 Classificazione degli interventi di sviluppo

Nel presente paragrafo sono presentati i principali interventi di sviluppo proposti nei precedenti Piani, raggruppati in base alle principali esigenze che li hanno determinati e ai benefici prevalenti attesi che apportano al sistema elettrico:

- Riduzione delle congestioni;
- Riduzione dei poli limitati e dei vincoli alla capacità produttiva;
- Interconnessioni con l'Estero;
- Sviluppo aree metropolitane;
- Qualità del servizio;
- Interventi per le connessioni.

Per queste categorie i dettagli di ogni opera sono illustrati al capitolo 0 della presente Sezione nella rispettiva area territoriale.

#### 3.1 Riduzione delle congestioni

Di seguito si riportano i principali interventi di sviluppo finalizzati al superamento delle criticità di trasporto della rete tra zone di mercato e tra aree di una stessa zona caratterizzate dalla presenza di sezioni critiche.

- Elettrodotto 380 kV "Trino – Lacchiarella"
- Elettrodotto 380 kV "Casanova – Asti – Vignole"
- Elettrodotto 380 kV tra Pavia e Piacenza
- Razionalizzazione 380 kV in provincia di Lodi
- Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto
- Elettrodotto 380 kV "Calenzano – Colunga"
- Elettrodotto 380 kV "Fano – Teramo"
- Elettrodotto a 380 kV "Foggia – Villanova"
- Elettrodotto 380 kV "Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II"
- Collegamento a 500 kV Sardegna – Italia peninsulare (SA.PE.I.) (secondo polo)
- Elettrodotto 380 kV "Sorgente – Rizziconi"
- Stazione 380 kV Travagliato (BS)
- Stazione 380 kV Avenza (MS)
- Stazione 380 kV S. Colombano (GE)
- Stazione 380 kV S. Magenta (MI)

#### 3.2 Riduzione dei poli limitati e dei vincoli alla capacità produttiva

La nuova capacità produttiva risulta spesso concentrata in aree già congestionate, caratterizzate dalla presenza di numerose centrali elettriche e da una scarsa magliatura della rete AAT funzionale al trasporto in sicurezza della potenza disponibile. È prevedibile quindi che in assenza di opportuni rinforzi della RTN, si verificheranno delle maggiori criticità di esercizio tali da non rendere possibile il pieno sfruttamento della capacità produttiva degli impianti di generazione.

Oltre agli interventi di adeguamento della portata di elettrodotti esistenti si riportano i principali interventi di sviluppo finalizzati al superamento di tale problematica.

- Elettrodotto 380 kV "Udine Ovest (UD) – Redipuglia (GO)"
- Elettrodotto 380 kV "Casellina – Tavarnuzze – S. Barbara"
- Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova
- Elettrodotto 380 kV fra Mantova e Modena
- Elettrodotto 380 kV "Foggia – Benevento II"
- Elettrodotto 380 kV "Chiamonte Gulfi – Ciminna"
- Elettrodotto 380 kV "Paternò – Priolo"
- Elettrodotto 380 kV "Sorgente – Ciminna"
- Elettrodotto 380 kV "Partanna – Ciminna"
- Elettrodotto 380 kV "Ittiri – Codrongianos"
- Elettrodotto 220 kV "Partinico – Fulgatore"
- Stazione 380 kV Mese (SO)
- Stazione 220 kV Polpet (BL)

Ancora con la finalità di favorire la produzione, in particolare da fonte rinnovabile, sono inoltre previsti interventi di sviluppo nel Sud Italia per risolvere le attuali e le previste criticità sulla rete AT di trasmissione nel territorio del mezzogiorno. Tra questi, le principali opere sono le seguenti.

- Sviluppi di rete area Cassino
- Direttrice 150 kV S. Severo – Portocannone – San Zolfo ZI
- Interventi sulla rete 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Campania

- Interventi sulla rete 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Puglia
- Stazioni a 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento
- Stazione 380 kV nell'area a nord di Bari
- Riassetto area Galatina
- Interventi per favorire la produzione delle fonti rinnovabili nel Sud Italia
- Elettrodotto 150 kV "Castrocucco – Maratea"
- Interventi sulla rete 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Basilicata e Calabria
- Riassetto rete nord Calabria
- Elettrodotto 380 kV Trasversale Calabria
- Potenziamento direttrici a 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Calabria.

### 3.3 Interconnessioni con l'estero

Gli interventi inerenti alle interconnessioni con i paesi confinanti tendono a favorire una maggiore magliatura della rete europea. In tale ottica si colloca la realizzazione di infrastrutture destinate ad incrementare l'attuale livello di interconnessione e la capacità di scambio di energia elettrica tra l'Italia e i vicini Paesi Esteri. Proprio per questa finalità è prevista la realizzazione del collegamento in HVDC "Grande'Isle – Piossasco" in collaborazione tra Terna ed RTE e l'installazione presso Camporosso di un Phase Shifting Transformer finalizzato al controllo dei flussi di potenza sull'interconnessione 220kV tra Francia ed Italia. Nell'area Nord Ovest è previsto inoltre, il potenziamento della direttrice 220 kV "Avisse-Villeneuve-Chatillon" strettamente funzionale all'interconnessione con la Svizzera.

Sulla frontiera Est invece, sono previsti due collegamenti verso l'Austria (in AAT ed AT), uno con la Slovenia (in AAT) e la possibilità di effettuare un'interconnessione verso i Balcani.

Per l'interconnessione con i Balcani è previsto l'utilizzo della tecnologia HVDC con collegamenti sottomarini. In particolare, per quanto concerne l'interconnessione con il Montenegro a partire dal 2006 e sotto l'egida della Comunità Europea (TEN-E 214/06) sono stati condotti studi congiunti che hanno individuato la soluzione realizzativa ottimale nei nodi estremi di Villanova e Tivat.

Verso sud infine è previsto un intervento di connessione con il continente africano, in particolare con la Regione del Maghreb.

Infine in attuazione all'art.32, della Legge del 23 luglio 2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in

materia di energia", sono stati avviati dei tavoli tecnici con Gestori rete confinanti per definire nuovi possibili corridoi di interesse comune; la citata legge, infatti, prevede che Terna individui possibili interconnessioni con l'estero nella forma di «interconnector» ai sensi del regolamento (CE) n. 1228/2003, nonché le necessarie opere di decongestionamento interno della rete di trasmissione nazionale, in modo che venga posto in essere un incremento globale fino a 2.000 MW della complessiva capacità di trasporto disponibile con i Paesi esteri, in particolare con quelli confinanti con il nord dell'Italia.

### 3.4 Sviluppo aree metropolitane

Gli interventi nelle aree metropolitane interessano sia la rete di trasmissione AAT, sia la rete di sub-trasmissione con opere principalmente finalizzate al miglioramento della qualità del servizio. A tal proposito sono previste attività di potenziamento e di razionalizzazione per la RTN delle città di Torino, Genova, Milano, Brescia, Modena, Roma e Napoli.

### 3.5 Qualità del servizio

Nell'attività di pianificazione rientrano anche gli obiettivi riguardanti la qualità e la sicurezza del sistema elettrico. Questi aspetti si traducono nel raggiungimento di obiettivi quali l'adeguatezza del sistema elettrico per la copertura della domanda locale, il miglioramento del profilo di tensione nonché l'incremento della continuità del servizio.

In merito all'esigenza di assicurare, migliori livelli di qualità e continuità del servizio di trasmissione nelle aree di rete maggiormente critiche, nel Piano di Sviluppo 2010 è prevista la realizzazione di alcune nuove stazioni di trasformazione AAT quali: Musocco, Padova, Treviso, Castegnaro, Schio, Vicenza industriale, Bologna, Lucca, Roma, Vesuvio, Caltanissetta, Bari, Agrigento e Noto.

Sono anche previsti interventi nelle stazioni esistenti di Leyni, Magenta, Mincio, Udine Nord Est, Taio, Ala, Larino, Aurelia, Montalto e Galatina.

Sono altresì previsti interventi finalizzati al miglioramento della qualità del servizio locale tra i quali:

- Razionalizzazione rete AT Valcamonica/Val Seriana (BG);
- Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone (PN);
- Razionalizzazione di Arezzo;
- Elettrodotto 132 kV Elba-Continente e riassetto rete area di Piombino;
- Riassetto rete area di Livorno;



- Interconnessione a 150 kV delle isole campane;
- Potenziamento rete AT in Gallura;
- Riassetto rete AT area di Cagliari;

Un'ulteriore categoria di interventi legati al miglioramento della qualità del servizio è rappresentata dalla rimozione di vincoli di esercizio e manutenzione su elettrodotti esistenti caratterizzati dalla presenza di:

- vincoli di esercizio sulla rete che non garantiscono, in determinate condizioni di

carichi e produzioni, la sicurezza e continuità, in particolare del servizio in caso di manutenzione anche su un singolo elemento di rete (cfr. Tabella 7);

- elettrodotti in AT a più di due estremi, ossia linee sulle quali sono presenti una o più derivazioni rigide (cfr. Tabella 8).

In particolare, si evidenzia che alcune azioni di superamento di tali limitazioni sono già incluse in interventi di sviluppo proposti nei precedenti Piani.

**Tabella 7 - Aree di intervento per vincoli di esercizio in caso di manutenzione**

Area territoriale	Impianto	Tensione [kV]	Attività pianificate
Torino	Valpelline-Chatillon	220	Cfr. "Stazione 380 kV Leini"
	Valpelline-Leynì	220	Cfr. "Stazione 380 kV Leini"
	Chatillon-Montjovet	220	Cfr. "Stazione 380 kV Leini"
	Montjovet-Leynì	220	Cfr. "Stazione 380 kV Leini"
	Rosone AEM-Grugliasco	220	-
	Grugliasco-Sangone	220	Cfr. "Riassetto 220 kV città di Torino"
	Trino Nuc.-Balzola	220	-
	Pallanzeno-Magenta	220	Cfr. "Stazione 380kV Magenta"
	Camporosso-Campochiesa	220	Cfr. "Interconnessione Italia-Francia"
	Campochiesa-Vado	220	Cfr. "Interconnessione Italia-Francia"
Milano	Nave-San Bartolomeo	132	Cfr. "Razionalizzazione 380-132 kV di Brescia"
	Mese-Gravedona-Brescia	132	Cfr. "Stazione 380 kV Mese"
	Ardenno-Zogno	132	-
Venezia	Scorze'-Malcontenta	220	Cfr. "Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova"
	Soverzene-Vellai	220	Cfr. "Elettrodotto 380 kV trasversale in Veneto"
	Sandriigo-Cartigliano der. Marostica	132	-
	Cencenighe-Agordo	132	-
Firenze	S. Barbara-Montevarchi e Arezzo C.-La Penna	132	Cfr. "Razionalizzazione di Arezzo"
	Rubiera-Casalgrande	132	Cfr. "Rete AT area Modena"
Roma	Fano-Montelabate	132	Cfr. "Anello AT Riccione-Rimini"
	Villanova-Ortona	150	Cfr. "Elettrodotto 150 kV Portocannone-S.Salvo ZI e nuovo smistamento"

Area territoriale	Impianto	Tensione [kV]	Attività pianificate
Napoli	Rossano-Acri	150	Cfr. "Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Calabria"
	Foggia-Manfredonia	150	-
	Foggia-S. Giovanni Rot.	150	-
	Tratta Andria-Spinazzola-Minervino-Lamalunga	150	-
Cagliari	Area Nord Est compresa tra le linee: Viddalba-Tergu, Codrongianos-Tula, Codrongianos-Chilivani e Taloro-Nuoro 2	150	Cfr. "Elettrodotto 150 kV "SE S.Teresa – Buddusò" e "Intervento rete AT in Gallura"

*Tabella 8 - Aree di intervento caratterizzate dalla presenza di linee in derivazione rigida*

Area territoriale	Impianto	Tensione [kV]	Attività pianificate
Torino	Savona-Vado Ligure-der. Sarpom Quiliano	132	-
	S. Rocco-Robilante-der. Italcementi	132	-
	Villeneuve-Chavonne-Rhin-der. Aymaville-der. Signayes	132	Cfr. "Razionalizzazione Valle d'Aosta"
	Chatillon-Ponte Pietra-der. Praoilder. Nus	132	Cfr. "Razionalizzazione Valle d'Aosta"
Milano	Direttrice 220 kV "Glorenza – Villa di Tirano"	220	Cfr. Elettrodotto 220 kV "Glorenza –Tirano -der. Premadio" – Sez. I
	Nave-Travagliato	132	Cfr. "Razionalizzazione 380-132 kV di Brescia"
	Vobarno-Odolo-Nozza-Romanterza	132	Cfr. "Razionalizzazione 380-132 kV di Brescia"
	Rise Sesto – Lenna All - Brugherio	132	Cfr. "Riassetto rete 132 kV Monza/Brianza"
	Cislago – Meda – Mariano	132	Cfr. "Riassetto rete AT area Como"
Venezia	Bussolengo-Marcaria der Air Liquide	220	-
	Cardano-S.Floriano der. Valbruna der Ponte Resia	220	-
	Vellai - Cittadella der. Cavilla der. Acc. Vicenza	220	-
	Vicenza-Acc. Beltrame der. Acc. Valbruna	220	-
	Udine N.E – Redipuglia der ABS	220	Cfr. "Elettrodotto 380 kV Udine Ovest – Redipuglia"
	Castelfranco Quero der. Cem Rossi	132	-
	S. Michele – S. Floriano d'Egna	132	Cfr. Elettrodotto 132 kV "Mezzocorona – S.Michele"

Area territoriale	Impianto	Tensione [kV]	Attività pianificate
			(TN)
Roma	S.Lucia di Mentana	150	Cfr. Potenziamento AT tra Terni e Roma
	Leonessa	150	Cfr. Sviluppi AT tra Villavalle e Popoli
	Acea Lido Nuovo	150	Cfr.Riassetto Area Metropolitana Roma
	Vetriere Piegaesi	132	Cfr.Razionalizzazione Rete AT Umbria
	Sud Europa Tissue	150	Cfr. Sviluppi Area Cassino
	Unicem	150	Cfr. Potenziamento AT tra Terni e Roma
	Monterotondo	150	Cfr.Riassetto Area Metropolitana Roma
	Villavalle-Rieti La Foresta-der. Nuova Rafan	150	Cfr. "Sviluppo di rete sulla direttrice Villavalle-Popoli"
	Acquoria-Arci-der. Tralleborg	150	-
	Scoppito-Endesa Cotilia-der. Sigillo	150	Cfr. "Sviluppo di rete sulla direttrice Villavalle-Popoli"
Napoli	Badolato-Borgia-der. Soverato	150	-
	Albi-Catanzaro-der. Magisano CP	150	-
	Feroleto-Gioia T. Ind.-der. Francavilla Angitola	150	-

### 3.6 Interventi per le connessioni

Gli interventi per le connessioni di centrali, utenze passive, merchant line e cabine primarie previste nei precedenti piani, insieme alle nuove (cfr. Sezione I) sono anche raccolte in **Allegato** "Connessioni alla RTN".



## 4 Dettaglio sullo stato di avanzamento delle opere appartenenti ai piani precedenti già approvati

### 4.1 Area Nord Ovest



#### Interventi previsti

##### Elettrodotto 380 kV Trino – Lacchiarella

**anno: 2012<sup>4</sup>**

Nel corso degli ultimi anni si è registrato un notevole aumento della produzione di energia elettrica nell'area nord-occidentale del Paese.

Infatti, in un'area già caratterizzata da forte importazione di energia elettrica dall'estero (in particolare dalla Francia), ad alcune centrali già esistenti ma potenziate, si sono aggiunte nuove iniziative produttive e, complessivamente, si è verificato un incremento della generazione di energia elettrica nell'area nord-occidentale di circa 3.000 MW negli ultimi anni.

Il mutato scenario ha determinato un forte aumento dei flussi di potenza sulle linee elettriche a 380 kV "Rondissone – Turbigo" e "Trino – Castelnuovo", che risultano essere, già nelle condizioni attuali, una strozzatura della rete, un collo di bottiglia che riduce i potenziali transiti tra le sezioni in esame e costituisce un vincolo all'esercizio in sicurezza del sistema elettrico, che si aggrava in condizioni di indisponibilità, programmata o accidentale, delle linee in oggetto.

Gli studi e le analisi di rete hanno dimostrato che l'ipotesi di sviluppo che consentirà di ottenere i maggiori benefici per il sistema elettrico è rappresentata da un nuovo collegamento a 380 kV

tra le porzioni di RTN esistenti sul territorio del Piemonte e della Lombardia.

La soluzione individuata prevede di realizzare una nuova linea in doppia terna a 380 kV congiungente le stazioni a 380 kV di Trino in provincia di Vercelli e di Lacchiarella in provincia di Milano.

La nuova linea contribuirà ad aumentare la magliatura della rete a 380 kV dell'Italia Nord-Occidentale, garantendo una maggiore capacità di trasporto tra il Piemonte e l'area di carico di Milano. Il collegamento consentirà di migliorare la flessibilità e la sicurezza di esercizio della rete, riducendo il rischio di congestioni di rete.

Associate all'intervento sono altresì previste alcune opere di razionalizzazione della rete AT.

**Stato di avanzamento:** *La Regione Piemonte ha approvato il corridoio preferenziale (DGR 19-5515 del 19/03/2007). Di concerto con le Regioni Piemonte e Lombardia e le Province di Vercelli, Pavia e Milano sono stati attivati i tavoli tecnici per la definizione delle fasce di fattibilità. Il 2 Ottobre 2008 la Regione Piemonte, la provincia di Vercelli e gli 8 Comuni coinvolti hanno condiviso la fascia di fattibilità di tracciato.*

*Il 09/12/2008, ai sensi della L.239/04, è stato avviato l'iter autorizzativo per la realizzazione del nuovo elettrodotto in d.t. 380 kV.*

<sup>4</sup> Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro 18 mesi dall'avvio dell'iter.

## Interconnessione Italia - Francia

anno: lungo termine

A seguito della conclusione degli studi di rete e di fattibilità co-finanziati dalla CE e condotti in collaborazione con il gestore di rete di trasmissione francese (RTE), si prevede la realizzazione di una nuova interconnessione in cavo in corrente continua "Grande'Île – Piosasco", in sinergia con le infrastrutture di trasporto.

Presso la stazione di Piosasco saranno realizzate le opere necessarie alla connessione del cavo in corrente continua e, in considerazione del previsto aumento del carico, sarà incrementata la potenza di trasformazione installata di 250 MVA e verrà adeguato il sistema di sbarre per consentire il miglioramento della flessibilità di esercizio.

Sono inoltre previsti interventi finalizzati alla rimozione delle limitazioni e delle criticità attualmente presenti sugli elettrodotti 380 kV "Villarodin – Venaus" e "Venaus – Piosasco" e sulla stazione 380 kV di Venaus.

Inoltre, per migliorare l'utilizzo dei collegamenti di interconnessione e contestualmente esercire in sicurezza la rete ligure, sarà installato, come concordato con il Gestore di rete francese (RTE), presso la Stazione 220 kV di Camporosso un Phase Shifting Transformer (PST) per ottimizzare i transiti di potenza dell'elettrodotto 220 kV "Camporosso – Trinitè Victor".

**Stato di avanzamento:** In data 30 Novembre 2007 è stato siglato tra l'Amministratore Delegato di Terna e il Presidente del Comitato Esecutivo di RTE (Gestore di trasmissione elettrica francese) un Memorandum of Understanding con l'obiettivo di incrementare la capacità di interconnessione di energia elettrica tra Italia e Francia e consentire una sempre maggiore sicurezza negli scambi energetici tra Italia e Francia per il futuro.

Gli studi inerenti il dimensionamento del PST che verrà installato sull'elettrodotto 220 kV "Camporosso – Trinitè Victor" sono stati ultimati nel corso del 2008; di concerto con RTE (accordi del 30 giugno 2008 e 16 luglio 2008) si è stabilito di installare l'apparecchiatura presso la Stazione 220 kV Camporosso. Sono in corso le attività di progettazione che prevedono alcuni interventi in stazione.

In data 19/10/2009 è stato avviato l'iter autorizzativo dei lavori di realizzazione della nuova interconnessione in cavo in corrente continua "Grande'Île – Piosasco".

## Razionalizzazione Valle d'Aosta

anno: 2014

Disegno: Razionalizzazione Valle d'Aosta

Al fine di migliorare significativamente l'utilizzo della capacità di trasporto dalla Svizzera sui collegamenti a 220 kV "Riddes – Avise" e "Riddes – Valpelline", verrà ricostruita (in classe 380 kV ed esercita a 220 kV) e potenziata la direttrice a 220 kV "Avise - Villeneuve - Chatillon", che attualmente costituisce una limitazione di rete.

L'intervento consentirà, successivamente alla data indicata, di razionalizzare la rete 132 kV nella Valle d'Aosta consentendo, oltre ad una significativa riduzione dell'impatto ambientale, la risoluzione dei T rigidi presenti sulla rete AT ed incrementando di conseguenza la sicurezza e la qualità del servizio.

In particolare saranno realizzati i seguenti interventi:

- la nuova stazione di smistamento 132 kV S.Pierre alla quale saranno raccordate le centrali idroelettriche Chavonne e Aymaville (soluzione del T rigido) nonché la linea 132 kV per Villeneuve ed un nuovo collegamento 132 kV verso la nuova SE Aosta (quest'ultimo consentirà la connessione in entra-esce della CP Aosta Ovest);
- la nuova stazione di smistamento 132 kV Aosta alla quale saranno raccordati gli impianti Delta Cogne, Ponte Pietra e Praoil nonché il sopraccitato nuovo collegamento;
- la nuova stazione 220/132 kV Villefranche che sarà connessa in entra-esce all'elettrodotto 220 kV "Valpelline – Leyni";
- un raccordo 220 kV per la connessione della centrale idroelettrica Quart alla SE Villefranche;
- i raccordi 132 kV per la connessione degli attuali impianti IC Fenis e Nus (soluzione del T rigido) alla SE Villefranche;

In alternativa all'assetto di rete sopra descritto, l'impianto di Chavonne potrà essere raccordato direttamente alla stazione di Villeneuve.

Transitoriamente l'impianto di Delta Cogne resterà in derivazione rigida sul nuovo elettrodotto 380 kV esercito a 220 kV, presso il quale sarà realizzato un breve raccordo.

A valle del completamento dei lavori saranno demoliti i tratti di elettrodotti a 132 kV non più necessari.

L'intervento, grazie alla realizzazione di alcune varianti degli attuali tracciati, consentirà anche una significativa riduzione dell'impatto ambientale,

migliorando alcune aree fortemente antropizzate a ridosso degli stessi elettrodotti.

Inoltre, allo scopo di garantire, anche in particolari condizioni di criticità, un'adeguata capacità di trasformazione, presso l'impianto di Chatillon (AO) verranno sostituiti i due attuali ATR 220/132 kV da 100 MVA con altrettanti da 160 MVA.

**Stato di avanzamento:** *L'intervento "Avisé-Villeneuve", autorizzato il 26/02/2008 (n.239/EL-83/47/2008), è stato completato. È in corso la fase concertativa con gli enti locali in particolare nell'area di Aosta per quanto concerne la ricostruzione dell'elettrodotto "Villeneuve – Chatillon".*

### **Razionalizzazione 220 kV città di Torino**

**anno: 2012<sup>5</sup>/lungo termine**

**Disegno: Riassetto rete 220 kV Torino città**

Attualmente il carico della città di Torino è alimentato essenzialmente attraverso:

- un anello 220 kV compreso fra le stazioni di Stura, Pianezza e Sangone (a loro volta collegate alla rete 380 kV che circonda Torino) su cui sono connesse anche le stazioni di Martinetto, Grugliasco e Moncalieri;
- una direttrice a 220 kV "Sangone – Martinetto – Pianezza" che attraversa la città di Torino per l'alimentazione in entra-esce delle CP Torino Ovest e Levanna (di proprietà di IRIDE);
- una direttrice in cavo 220 kV "Sangone – Stura" che attraversa la città di Torino per l'alimentazione in entra-esce delle CP Torino Sud e Torino Centro (di proprietà di IRIDE).

In particolare, gli elettrodotti delle direttrici in cavo 220 kV hanno una portata in corrente limitata e sempre più inadeguata al trasporto in sicurezza della potenza in transito, compresa quella richiesta dai carichi della città previsti in aumento. L'assetto di esercizio attualmente adottato, reso necessario dall'attuale configurazione di rete e dalle condizioni dei cavi 220 kV, risulta non ottimale e penalizzante in termini di sicurezza ed affidabilità dell'alimentazione elettrica.

Sono dunque previsti gli interventi di potenziamento e riassetto della rete 220 kV di seguito descritti, finalizzati a migliorare la qualità, la continuità del servizio e la sicurezza di esercizio del sistema di trasmissione nell'area urbana di Torino.

Al fine di garantire una terza via di alimentazione alle suddette direttrici, su di esse è previsto l'inserimento della nuova stazione di Salvemini -

ottenuta realizzando la sezione 220 kV nell'attuale Torino Sud Ovest - e della nuova stazione di smistamento Politecnico, da ubicare nelle vicinanze della CP Torino Centro. È prevista inoltre la ricostruzione della sezione 220 kV di Martinetto tramite la realizzazione, in posizione attigua, della nuova stazione Pellerina. Saranno dunque realizzati due nuovi collegamenti in cavo 220 kV, il primo tra Grugliasco e Salvemini, il secondo tra le nuove stazioni di Pellerina e Politecnico.

L'intervento previsto nella stazione Salvemini e la realizzazione dell'elettrodotto 220 kV "Grugliasco – Salvemini" saranno ultimati in anticipo rispetto agli altri interventi per consentire la connessione del termovalorizzatore (TRM) del Gerbido in entra-esce al suddetto elettrodotto. Presso Salvemini saranno riservati gli spazi per la successiva installazione di un nuovo ATR 220/132 kV da 250 MVA.

Alla nuova stazione Pellerina saranno raccordati tutti gli elettrodotti 220 kV attualmente in ingresso a Martinetto. La richiusura degli impianti di Martinetto e Levanna sarà garantita attraverso un anello 220 kV (sfruttando parte degli elettrodotti in cavo esistenti) alimentato da due feeder in uscita dalla SE Pellerina.

Saranno dunque potenziate le stesse direttrici in cavo a 220 kV "Sangone – Pellerina" e "Sangone – Stura".

Successivamente, al fine di aumentare l'efficienza del servizio di trasmissione, riducendo le congestioni e favorendo il trasporto in sicurezza delle potenze in transito sulla rete a 220 kV, sarà operato il riassetto e l'ottimizzazione del sistema in anello 220 kV su cui sono inserite le stazioni di trasformazioni della RTN che alimentano la città di Torino. Nel nuovo assetto, la SE di Pianezza risulterà connessa alle stazioni di Piossasco, Grugliasco, Rosone e Pellerina; inoltre sarà presente anche un ulteriore collegamento tra Moncalieri e Sangone, che contribuirà a favorire l'immissione in rete in condizioni di sicurezza della produzione della centrale IRIDE di Moncalieri.

Saranno dunque rimosse le principali limitazioni in corrente dell'elettrodotto 220 kV "Moncalieri – Sangone" (in particolare su un tratto di circa 400 m in uscita da Moncalieri), in modo da garantire una capacità di trasporto equivalente a quella del nuovo accesso a Sangone.

È anche previsto l'adeguamento ai nuovi valori di corto circuito degli impianti di Martinetto, Stura e Grugliasco che sarà anche ricostruito in doppia sbarra. Presso la stazione di Stura sarà anche installato un nuovo ATR 220/132 kV da 250 MVA, in luogo di uno dei due autotrasformatori da 160 MVA attualmente presente in impianto.

<sup>5</sup> Relativamente agli interventi a Sud-Ovest della città.

Al fine di migliorare la qualità del servizio della rete AT nell'area a Nord di Torino e nel contempo ridurre la presenza sul territorio delle infrastrutture di rete, sono anche previsti i seguenti interventi:

- la connessione in entra-esce della CP Lucento alla nuova direttrice a 132 kV "Pianezza – Lucento – Borgaro", mediante realizzazione di un nuovo raccordo; successivamente saranno dismessi l'elettrodotto a 132 kV "Martinetto – Lucento" e l'elettrodotto a 132 kV "Pianezza – Stura", nel tratto tra la CP Lucento e la SE Stura (in occasione della disconnessione dalla RTN della cabina utente Air Liquide);
- la sostituzione nella stazione 220 kV Pianezza dell'ATR 220/132 kV da 160 MVA con un altro da 250 MVA;
- la realizzazione di un nuovo stallo linea presso la CP di Borgaro (a cura di Irìde) per l'eliminazione del T rigido attualmente presente sulla linea a 132 kV "Borgaro – Leinì – der. Venaria", al fine di ottenere gli elettrodotti a 132 kV "Borgaro – Venaria" e "Leinì – Borgaro";
- il rifacimento in doppia sbarra della CP di S. Giorgio (a cura di ENEL Distribuzione).

Infine sarà opportuno avviare rapidamente anche le analisi di fattibilità del potenziamento della (futura) linea a 132 kV "Pianezza – Lucento".

L'intervento nel suo complesso consentirà anche di ridurre l'impatto ambientale e territoriale degli impianti di trasmissione, anche in relazione alle dismissioni previste dall'intervento "Razionalizzazione 132 kV area nord-ovest di Torino".

**Stato di avanzamento:** Sono stati autorizzati i seguenti interventi: elettrodotti 220 kV Grugliasco-Gerbido, Gerbido-Salvemini e nuova stazione 220 kV Gerbido (EL 99), elettrodotto 220 kV Salvemini-ToOvest (EL 110), elettrodotto 220 kV Salvemini-Sangone (EL 109), elettrodotto 220 kV Sangone-ToSud (EL 111), nuova stazione 220 kV Salvemini (EL-124) e nuova stazione 220 kV Grugliasco.

Sono stati avviati in iter autorizzativo i seguenti interventi: elettrodotto 220 kV Pellerina-Levanna, elettrodotto 220 kV Pellerina – Politecnico, elettrodotto 220 kV TO Ovest-Pellerina, elettrodotto 220 kV Pellerina-Martinetto, elettrodotto 220 kV Stura-ToCentro e la nuova stazione 220 kV di Pellerina.

### Elettrodotto 380 kV Casanova-Asti-Vignole e sviluppi di rete nelle province di Asti ed Alessandria anno: 2014/lungo termine

*Disegno: Potenziamento rete di Asti ed Alessandria*

La rete a 132 kV che alimenta l'area di Asti ed Alessandria, corrispondente all'isola di carico compresa tra le stazioni di Rondissone, Stura, Balzola e Bistagno, si presenta già attualmente spesso critica in relazione alla notevole potenza richiesta, trasportata peraltro su lunghe distanze con poche linee (essenzialmente di distribuzione) di portata limitata. In particolare le linee a 132 kV in uscita dalle stazioni di Rondissone e Balzola risultano ormai prossime alla saturazione.

Per risolvere tali criticità ed evitare consistenti interventi di rinforzo della locale rete a 132 kV, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione nell'area di Asti connessa in entra-esce all'elettrodotto a 220 kV "Casanova – Vignole", alla quale saranno raccordate, a cura di ENEL Distribuzione, le linee a 132 kV "Asti S. - Montegrosso" e "Avir - Castello d'Annone".

Nella nuova stazione, che sarà realizzata in classe 380 kV in vista del riclassamento dell'elettrodotto a 220 kV "Casanova – Vignole", saranno installate due trasformazioni 220/132 kV ciascuna da 250 MVA.

Successivamente alla data indicata, in considerazione delle numerose iniziative produttive, alcune delle quali già entrate in esercizio ed altre in corso di completamento nel territorio piemontese, e di un elevato import di energia elettrica dalla Francia, sarà realizzato - prevalentemente sul tracciato dell'attuale elettrodotto a 220 kV - un nuovo collegamento a 380 kV tra Casanova (TO) e Vignole (AL).

A tale elettrodotto sarà collegata in entra-esce la futura stazione 380 kV di Asti nella quale, contestualmente, saranno installate due nuove trasformazioni 380/132 kV da 250 MVA in sostituzione delle due 220/132 kV.

Nell'ambito dell'intervento si inserisce anche il potenziamento della rete AT in provincia di Alessandria, che prevede i seguenti interventi necessari per incrementare la sicurezza e la qualità del servizio, assicurare l'affidabilità e la continuità di alimentazione dei carichi e garantire una sufficiente flessibilità di esercizio:

- raccordi 132 kV alla "Edison S. Giuseppe di Cairo – Edison Spinetta M." presso la CP Acqui: si otterranno così i collegamenti 132 kV "Bistagno – Edison Spinetta M.", "Bistagno – CP Acqui" e "CP Acqui – Edison S. Giuseppe di Cairo"; l'intervento consentirà di migliorare la qualità del servizio nell'area di Cairo Montenotte e di



incrementare la continuità di alimentazione della CP Acqui, scaricando le trasformazioni di Magliano Alpi e la direttrice “Magliano – Carrù – Ceva – Cairo” attualmente particolarmente impegnate;

- potenziamento dell'elettrodotto 132 kV “Balzola – Valenza”;
- potenziamento dell'elettrodotto 132 kV “Valenza – Alessandria N.”;
- potenziamento di alcuni brevi tratti (1,5 km totali) della dorsale a 132 kV “SE Castelnuovo – C.le Michelin Alessandria – CP Spinetta – Sarpom Alessandria – CP Alessandria Sud – SE Alessandria Nord”, che presenta lungo il suo percorso alcune porzioni che ne limitano significativamente la portata;
- potenziamento dell'elettrodotto 132 kV “Mede – Castelnuovo” nei tratti caratterizzati da portata limitata.

**Stato di avanzamento:** La Regione Piemonte si è pronunciata a favore della localizzazione della nuova stazione all'interno della provincia di Asti (delibera del 29/12/2004 n. 42-14476) e auspica che le analisi ambientali vengano effettuate in relazione all'intervento di riclassamento della Casanova-Vignole (delibera del 19 marzo 2007 n. 19-5515).

### Interventi per adeguamento portate elettrodotti 380 kV

**anno: da definire**

Al fine di consentire l'utilizzo della piena capacità di trasporto, saranno rimossi gli attuali vincoli presenti sull'elettrodotto 380 kV “Vignole – La Spezia”.

### Stazione 380 kV S. Colombano (GE)

**anno: lungo termine**

Con l'obiettivo di migliorare la flessibilità di esercizio ed incrementare l'affidabilità e la continuità del servizio, verrà ricostruita in doppia sbarra 380 kV l'attuale sezione 220 kV della stazione di S. Colombano (GE), predisponendola per la connessione alla vicina linea 380 kV “Vignole – La Spezia”.

A tal fine saranno dunque realizzati raccordi a 380 kV in luogo degli attuali a 220 kV in doppia terna.

**Stato di avanzamento:** Le attività di progettazione preliminare sono in corso.

### Razionalizzazione 132 kV area nord-ovest di Torino

**anno: 2012<sup>6</sup>/lungo termine**

#### Disegno: Riassetto rete 132 kV area nord-ovest di Torino

La rete a 132 kV dell'area nord-ovest della provincia di Torino è inserita in una vasta isola di esercizio attualmente alimentata dalle stazioni di trasformazione di Chatillon, Pianezza, Stura, Leyni, Rondissone e Biella Est. Considerata l'evoluzione e la distribuzione del carico elettrico e delle produzioni sulla rete in questione, l'attuale assetto non risponde pienamente alle esigenze di esercizio in condizioni di sicurezza ed affidabilità, nonché di continuità della fornitura elettrica.

Si rende quindi necessaria una razionalizzazione della rete a 132 kV ad ovest della stazione di Leyni, sfruttando anche le opportunità derivanti dal potenziamento della trasformazione nella stazione di Biella Est e da alcune attività di riassetto già attuate da ENEL Distribuzione sulle proprie linee a 132 kV nell'area in questione, che unitamente ai lavori previsti sulla RTN, consentiranno di realizzare un assetto di esercizio più flessibile, con due isole di carico meno estese: una alimentata dalle stazioni di Stura, Pianezza e Leyni e l'altra da Chatillon, Rondissone e Biella Est.

L'intervento, che prevede anche di utilizzare l'energia prodotta dalle centrali idroelettriche della Valle dell'Orco (polo di Rosone) per alimentare la vicina area di carico del Canavese, piuttosto che vettorarla fino all'impianto di Torino sud-ovest distante circa 60 km, favorirà il miglioramento dell'efficienza ed economicità del servizio, riducendo le perdite di trasporto sulla rete. Inoltre le dismissioni dei collegamenti a 132 kV, non più necessari nel futuro assetto della rete, consentiranno di ridurre significativamente l'impatto degli elettrodotti sul territorio interessato.

I lavori previsti comprendono, tra l'altro:

la sostituzione nel tratto compreso tra gli impianti di Crot e Funghera delle due dorsali a 132 kV che percorrono la Valle di Viù con una nuova singola direttrice con maggiore capacità di trasporto;

la realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV di adeguata capacità di trasporto per collegare direttamente all'impianto di Funghera il tratto della linea a 132 kV compreso tra Funghera e l'utente ENI SpA (Agip Robassomero);

lo scrocio degli elettrodotti a 132 kV “ENI SpA – Leyni” e “Ciriè – Venaria”, (ottenendo i due nuovi collegamenti a 132 kV “ENI SpA – Venaria” e “Ciriè – Leyni”) ed il potenziamento del tratto compreso tra

<sup>6</sup> Relativamente agli interventi elettrodotto 132 kV Rosone-Bardonetto.

l'impianto ENI SpA e l'attuale punto di incrocio delle linee;

il raccordo alla CP di Balangero del tratto in uscita da Rosone della linea 132 kV in doppia terna "Rosone – Torino Sud-Ovest";

il potenziamento della linea RTN a 132 kV "Rosone – Bardonetto", per ridurre gli attuali vincoli sulla rete a 132 kV che limitano la produzione degli impianti idroelettrici IRIDE di Rosone e Telessio in particolari condizioni di esercizio. L'intervento risulta rilevante, anche in relazione alle previste attività di rinnovo e potenziamento delle c.li IRIDE di Rosone (con incremento di circa 20 MW) e Telessio (incremento di circa 8 MW);

successivamente agli interventi sopra descritti, la dismissione dell'elettrodotto 132 kV "Rosone – TO Sud Ovest" nel tratto compreso fra le stazioni di Balangero e TO Sud Ovest.

Quest'ultimo intervento sarà possibile solo a valle della realizzazione della sezione 220 kV e dell'installazione delle necessarie trasformazioni 220/132 kV presso l'impianto di Salvemini (cfr. "Razionalizzazione 220 kV città di Torino"); la dismissione descritta riveste una particolare valenza legata ai benefici di carattere ambientale e alla notevole porzione di territorio liberata dall'elettrodotto 132 kV in doppia terna.

È anche previsto l'adeguamento dell'impianto di Rosone ai nuovi valori di corto circuito.

ENEL Distribuzione provvederà a realizzare i nuovi stalli di collegamento dell'attuale linea "Rosone – Sud Ovest" alla CP di Balangero ed a predisporre uno stallo a 132 kV nella CP di Funghera, a cui collegare il nuovo raccordo verso l'utente ENI SpA

In considerazione della inadeguatezza e limitata affidabilità delle direttrici a 132 kV che collegano l'asta idroelettrica della Valle di Viù a Funghera e Leyni, sarà opportuno anticipare il più possibile gli interventi previsti di riassetto e potenziamento della porzione di rete in questione.

In seguito al completamento delle nuove realizzazioni e dei potenziamenti di rete programmati, sarà possibile procedere alle dismissioni indicate al fine di ridurre l'impatto ambientale degli impianti sul territorio.

**Stato di avanzamento:** La Regione Piemonte (DGR 19-5515 del 19/03/2007) conferma il corridoio preferenziale individuato per l'intervento "Rosone – Bardonetto".

## Razionalizzazione 132 kV Genova

*anno: lungo termine*

*Disegno: Razionalizzazione 132 kV Genova*

La rete di trasmissione a 132 kV della città di Genova assume particolare rilievo sia per la presenza di due centrali termoelettriche (Genova T. e IRIDE, di potenza rispettivamente pari a circa 300 e 40 MW), sia per il numero elevato di cabine primarie inserite nell'area metropolitana. La porzione di rete in questione presenta capacità di trasporto e magliatura non più sufficienti ad assicurare i necessari livelli di affidabilità del servizio.

Sono pertanto in programma gli interventi di riassetto e potenziamento della rete di seguito descritti, finalizzati a garantire una maggiore continuità di alimentazione dei carichi metropolitani e migliorare la sicurezza ed affidabilità di esercizio. La soluzione di riassetto della rete AT individuata, prevede:

- la ricostruzione ed il potenziamento dei collegamenti in cavo a 132 kV "Genova T. – C.le IRIDE", "C.le IRIDE – Quadrivio" e "Molassana – Canevari";
- il potenziamento del tratto di accesso a Quadrivio della linea a 132 kV "Morigallo – Genova T. – der. Quadrivio" e del tratto di accesso a Canevari della linea a 132 kV "Genova C. – Canevari";
- la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo a 132 kV tra le stazioni di Genova T. e di Erzelli e l'adeguamento di quest'ultimo impianto per consentirne il collegamento;
- la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo a 132 kV tra le CP Dogali e Canevari, sul quale potrà essere inserita in entra-esce la futura CP Genova Fiera, di ENEL Distribuzione; sarà dunque necessaria la realizzazione del nuovo stallo linea 132 kV presso la CP di Dogali, a cura di ENEL Distribuzione;
- il potenziamento dell'elettrodotto a 132 kV "Morigallo – Molassana";
- la realizzazione di un breve raccordo tra la linea a 132 kV "Genova T. – Quadrivio all." ed il tratto compreso tra Quadrivio all. e Dogali della linea a 132 kV "Genova T. – Dogali";
- successivamente la demolizione della linea 132 kV "Canevari-Dogali all." e del collegamento aereo a 132 kV "Genova T. – Dogali" nel tratto compreso tra Genova T. e Quadrivio allacciamento.

Complessivamente, i lavori previsti consentiranno:

- il superamento delle possibili limitazioni alla generazione del polo produttivo di Genova T. / C.le IRIDE;
- l'incremento dell'affidabilità e della continuità dell'alimentazione dei carichi cittadini;
- una maggiore flessibilità e sicurezza di esercizio, mediante superamento dell'attuale assetto di rete in cui sono presenti due collegamenti a tre estremi;
- un sensibile miglioramento dell'impatto ambientale delle infrastrutture di rete ed il recupero di ingenti porzioni di territorio attualmente impegnate dalla presenza di asset di trasmissione.

**Stato di avanzamento:** Il 10 ottobre 2007 è stato autorizzato (decreto autorizzativo n.239/EL-66/41/2007) l'intervento relativo all'elettrodotto 132 kV "C.le Iride-Quadrivio".

#### Razionalizzazione rete 132 kV tra Val d'Aosta e Piemonte

**anno: lungo termine**

*Disegno: Rete da Covalou a Montestrutto*

Gli interventi in oggetto, riguardanti la razionalizzazione di una porzione di rete a 132 kV tra la Valle d'Aosta ed il Piemonte, favoriranno il trasporto in sicurezza della produzione idroelettrica locale verso le aree di carico dell'alto torinese e comporteranno una significativa riduzione della presenza di elettrodotti (circa 11 km di tratti di elettrodotto in meno) sul territorio interessato.

Le attività previste nell'area compresa tra le C.li di Pont Saint Martin e Quincinetto e la stazione di Montestrutto, comprendono:

- la ricostruzione delle linee a 132 kV "C.le Pont Saint Martin – Quincinetto" e "C.le Pont Saint Martin – Montestrutto", utilizzando il tracciato di quest'ultima;
- la realizzazione di due brevi raccordi alla stazione di Quincinetto delle linee a 132 kV "Verres – Quincinetto – der. Hone" e "C.le Pont Saint Martin – Quincinetto";
- la demolizione delle linee non più utilizzate nel nuovo assetto di rete ("C.le Pont Saint Martin – Quincinetto" e il tratto di accesso a Montestrutto della linea "C.le Pont Saint Martin – Montestrutto").

Nel nuovo assetto di rete che si verrà a realizzare, la stazione a 132 kV annessa alla centrale di Quincinetto risulterà collegata alle tre linee a

132 kV "stazione U.E.I.", "Verres con der. Hone" e "C.le Pont S. Martin".

Per consentire la connessione sarà necessaria la realizzazione del terzo stallo linea 132 kV presso la stazione annessa alla centrale di Quincinetto, a cura del Consorzio Valdostano delle Acque (CVA), proprietario dell'impianto.

**Stato di avanzamento:** attività di concertazione in corso.

#### Elettrodotti 132 kV Mercallo - Cameri e Cameri - Galliate

**anno: lungo termine**

Nell'ottica di garantire il pieno sfruttamento della direttrice a 132 kV Mercallo – Cameri – Galliate che alimenta i carichi presenti nell'area di Novara, e rimuovere i vincoli di trasporto degli attuali collegamenti, saranno ricostruiti gli elettrodotti a 132 kV "Mercallo – Cameri" e "Cameri – Galliate", incrementando la sicurezza di esercizio e la qualità del servizio.

**Stato di avanzamento:** Sono stati completati i lavori sull'elettrodotto 132 kV Cameri-Galliate.

#### Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella

**anno: lungo termine**

*Disegno: Val d'Ossola Sud*

Al fine di migliorare l'affidabilità del servizio e garantire la sicurezza di esercizio della rete a 132 kV nelle province di Novara e Biella, saranno potenziate le linee a 132 kV "Borgomanero Nord - Bornate", "Borgoticino - Arona" e "Cerreto Castello - Biella Est".

Gli interventi, funzionalmente ricompresi nell'ambito delle attività di rinforzo della rete della Val d'Ossola a Sud di Pallanzeno, risultano particolarmente importanti in quanto consentono di incrementare flessibilità di esercizio della rete a 132 kV compresa tra le stazioni di Mercallo, Novara Sud e Biella e di trasportare in sicurezza l'energia in importazione dalla Svizzera e la produzione idroelettrica della Val d'Ossola verso l'area di carico del biellese.

**Stato di avanzamento:** La Regione Piemonte (DGR 19-5515 del 19/03/2007) conferma il corridoio preferenziale individuato per gli interventi "Borgomanero Nord - Bornate" e "Cerreto Castello – Biella Est". Il 06/02/2008 è stato avviato l'iter autorizzativo (n.239/EL-118) degli interventi relativi all'elettrodotto 132 kV "Cerreto Castello – Biella Est".

### Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi – Fossano e scrocio di Murazzo

**anno: 2013**

*Disegno: Elettrodotto Magliano-Fossano*

Al fine di garantire la sicurezza di esercizio sulla rete a 132 kV del Cuneese - divenuta sempre più critica nel corso degli ultimi anni - sarà realizzata una nuova linea 132 kV tra la stazione di Magliano Alpi e la CP di Fossano. L'intervento descritto, che si configura come un'importante ed urgente attività di rinforzo della rete, consentirà anche di ottenere un miglioramento dell'esercizio e delle condizioni di sicurezza della rete a 132 kV del Cuneese.

Sarà inoltre realizzato lo "scrocio" degli elettrodotti a 132 kV "Fossano - Michelin Cuneo" e "Magliano Alpi - Busca", in località Murazzo, ottenendo così le nuove linee 132 kV "Magliano Alpi - Michelin Cuneo" e "Busca - Fossano".

**Stato di avanzamento:** La Regione Piemonte (DGR 19-5515 del 19/03/2007) conferma il corridoio preferenziale individuato per l'intervento "Magliano Alpi - Fossano".

*L'intervento relativo allo scrocio di Murazzo è stato già autorizzato nel mese di Febbraio 2007.*

### Elettrodotto 132 kV Imperia - S. Remo

**anno: lungo termine**

Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete a 132 kV della Liguria occidentale, risulta necessario rinforzare gli esistenti collegamenti a 132 kV tra Imperia e S. Remo, che già attualmente presentano le maggiori criticità. Pertanto è prevista la realizzazione di una direttrice 132 kV in doppia terna in luogo dell'attuale asset.

**Stato di avanzamento:** attività di concertazione in corso.

### Elettrodotti 132 kV Vetri Dego – Spigno e Bistagno – Spigno

**anno: lungo termine**

Gli elettrodotti a 132 kV "Vetri Dego – Spigno" e "Bistagno – Spigno" verranno ricostruiti e potenziati nei tratti caratterizzati da portata limitata.

**Stato di avanzamento:** attività di concertazione in corso.

---

## **Interventi su impianti esistenti o autorizzati**

---

### Razionalizzazione 132 kV Val D'Ossola Sud

**anno: 2010/11**

*Disegno: Val d'Ossola Sud*

La razionalizzazione riguarda una porzione, nell'area a sud di Pallanzeno, della rete a 132 kV compresa tra le trasformazioni di Pallanzeno, Biella Est, Novara Sud e Mercallo, attualmente gestita in un'unica isola di carico, caratterizzata da scarsa affidabilità con numerosi elettrodotti di sezione limitata. Le linee sono inoltre interessate da elevati transiti di corrente, in quanto concorrono a trasferire verso Sud - unitamente al collegamento a 220 kV "Pallanzeno - Magenta" - sia l'energia in importazione dalla Svizzera sia l'energia idroelettrica prodotta nella Val d'Ossola. L'assetto e l'impegno della rete, che assolve la duplice funzione di trasporto e di distribuzione, insieme con l'elevata estensione dell'isola di carico, danno origine a frequenti disalimentazioni e buchi di tensione.

Quanto sopra rende necessario, al fine di garantire sia la sicurezza d'esercizio che la necessaria qualità del servizio, la ristrutturazione della rete a 132 kV. Il progetto prevede: la realizzazione di linee a 132 kV, in uscita dalla stazione di Pallanzeno verso sud, in numero più esiguo dell'attuale, ma dotate di capacità di trasporto complessivamente più elevata ed il potenziamento delle linee RTN a 132 kV

presenti nell'assetto finale nell'isola di carico in questione.

Il completamento dell'intervento risulta indispensabile a migliorare l'esercizio della rete a 132 kV del Piemonte Nord-Orientale e a garantire, anche nel futuro, l'alimentazione del carico previsto nell'area, permettendo di realizzare due isole di carico meno estese, una tra Pallanzeno e Biella Est, l'altra tra Mercallo e Novara Sud. Inoltre le dismissioni dei collegamenti a 132 kV, non più necessari nel futuro assetto della rete, consentiranno di ridurre significativamente l'impatto degli elettrodotti sul territorio interessato (due palificate al posto delle quattro attuali).

Gli interventi previsti ed in parte già attuati sono quelli di seguito descritti.

Ricostruzione delle linee 132 kV "Pallanzeno - Gravello" e "Pallanzeno - Duferdofin" sfruttando l'attuale tracciato e realizzando in doppia terna il tratto tra Pallanzeno e Duferdofin.

Ricostruzione delle due direttrici 132 kV "Pallanzeno - Piedimulera - Tessengerlo - Borgomanero Nord" e "Pallanzeno - Omegna - Borgomanero Nord" sfruttando parte dei tracciati delle attuali linee e realizzando in doppia terna i tratti tra Pallanzeno e Piedimulera e tra Tessengerlo e Borgomanero Nord.

Ricostruzione del nuovo collegamento 132 kV "Gravellona - Borgomanero Est" sfruttando parte dei tracciati delle attuali linee e realizzando sulla stessa palificata in doppia terna il collegamento 132 kV "Arona - Borgomanero Est - der. FS Borgomanero".

Demolizione dei tratti non utilizzati nel nuovo assetto delle linee 132 kV con conduttori in rame di seguito elencati:

- "Pallanzeno - Borgomanero Nord", di circa 48 km;
- "Pallanzeno - Tessengerlo - Gravellona", di circa 22 km;
- "Gravellona - Borgomanero Nord", di circa 26 km;
- "Omegna - Borgomanero Est", di circa 23 km;
- "Gravellona - Arona", di circa 29 km (ad eccezione del tratto di circa 4 km di accesso ad Arona).

In considerazione della criticità in termini di capacità di trasporto ed affidabilità delle attuali linee a 132 kV nell'area della Val d'Ossola Sud, dovranno essere mantenuti in servizio – sino a quando non saranno del tutto disponibili le tre nuove direttrici a 132 kV tra i nodi di Pallanzeno e Borgomanero – almeno quattro collegamenti a 132 kV in ciascuna sezione di rete da Pallanzeno verso Sud.

Nell'assetto finale, la rete a 132 kV sarà esercita con due isole di carico (una tra Pallanzeno e Biella Est, l'altra tra Mercallo e Novara Sud) separate in corrispondenza dell'impianto di Borgomanero Est, dove - a cura di ENEL Distribuzione - saranno effettuate le necessarie operazioni di adeguamento e di realizzazione del quinto stallo linea.

**Stato di avanzamento:** Buona parte dei lavori delle linee 132 kV "Pallanzeno - Gravellona" e "Pallanzeno - Duferdofin", inclusa la dismissione delle linee esistenti, è già ultimata. Sono in corso i lavori di ricostruzione delle due direttrici 132 kV "Pallanzeno - Piedimulera - Tessengerlo - Borgomanero Nord" e "Pallanzeno - Omegna - Borgomanero Nord"; allo stato attuale risulta ultimato il tratto di circa 6 km compreso tra Pallanzeno e Tessengerlo, sul quale è stata collegata in entra-esce (mediante due brevi raccordi a 132 kV in doppia terna) la CP Piedimulera di proprietà Enel Distribuzione.

In data 10/05/2004 è stato firmato con la Regione Piemonte e con gli Enti locali coinvolti un Protocollo di Intesa per la condivisione preliminare dei tracciati delle linee elettriche da realizzare o potenziare. In base a tale accordo, i soggetti firmatari si sono

*impegnati, tra l'altro, a snellire ed accelerare il più possibile l'iter autorizzativo e la realizzazione delle opere di sviluppo previste. La Regione Piemonte con D.G.R. n. 56-5044 del 28/12/2006 ha espresso un Giudizio positivo con prescrizioni di Compatibilità Ambientale inerente tale progetto di "Razionalizzazione della rete elettrica di trasmissione nazionale Val d'Ossola Sud". Il 12 ottobre 2007 è stata emanata dalla Regione Piemonte l'Intesa ai fini dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di tale progetto (DGR 29-6829).*

*L'iter autorizzativo si è concluso con Decreto del MiSE in data 21 dicembre 2007 (n.239/EL-39/44/2007).*

### **Razionalizzazione 132 kV Val D'Ossola Nord**

**anno: 2011**

**Disegno: Val d'Ossola Nord**

La razionalizzazione della rete nell'area a nord di Pallanzeno riguarda una porzione di RTN composta da collegamenti fortemente impegnati sia dall'energia in importazione dalla Svizzera, sia da una consistente produzione idroelettrica locale.

Il complesso degli interventi di razionalizzazione, da completare entro la data indicata, comporterà la semplificazione, l'ammodernamento e l'esercizio in sicurezza della rete a 132 kV della Val d'Ossola a Nord di Pallanzeno e permetterà di ridurre l'impatto degli impianti sul territorio interessato. Il progetto prevede infatti la realizzazione tra Verampio e Pallanzeno di due nuove direttrici a 132 kV ad elevata capacità di trasporto, rispetto alle tre attuali di portata ed affidabilità limitata.

In particolare, è prevista la ricostruzione della direttrice a 132 kV "Crevola Toce - Domodossola - Calice" e la successiva demolizione dei corrispondenti tratti di elettrodotto non più utilizzati. Con la completa disponibilità di detta direttrice a 132 kV, indispensabile per garantire il funzionamento in sicurezza della rete, potrà essere completata la ricostruzione dell'altra direttrice a 132 kV "Verampio - F.S. Beura - Pallanzeno", alla quale collegare in entra-esce anche i nodi a 132 kV di Domo Toce e Villadossola. Successivamente saranno demoliti gli elettrodotti non più necessari nel nuovo assetto di rete.

Infine saranno rimosse le limitazioni attualmente presenti sugli elettrodotti 132 kV che afferiscono alla SE di Pallanzeno e nel contempo saranno previsti i necessari interventi per migliorare la sicurezza di esercizio nelle stazioni di Villadossola e di Domo Toce.

**Stato di avanzamento:** Le attività programmate tra Verampio e Pallanzeno risultano già ultimate ad

eccezione dei lavori sulla direttrice 132 kV "Crevola Toce - Domodossola - Calice".

In data 02/12/2008 si è concluso l'iter autorizzativo degli interventi previsti sulla direttrice "Crevola Toce – Domodossola – Calice" (decreto autorizzativo n.239/EL-78/74/2008); sarà pertanto possibile avviare i lavori di ricostruzione e la contestuale demolizione delle linee a 132 kV non più funzionali all'esercizio del sistema elettrico.

#### **Stazione 380 kV Leyni**

**anno: 2012**

Le attività in programma riguardano l'adeguamento degli apparati alle nuove correnti di corto circuito. Inoltre, in relazione alle esigenze di interconnessione tra le reti 380 e 220 kV e al fine di migliorare la flessibilità di esercizio del sistema, anche in relazione alle esigenze delle utenze dell'area, in anticipo rispetto alla data indicata sarà installato un nuovo ATR 380/220 kV da 400 MVA nella esistente stazione di trasformazione di Leyni.

#### **Stazione 380 kV La Spezia**

**anno: 2010**

Al fine di consentire una maggiore qualità e continuità del servizio, oltre che la necessaria flessibilità di esercizio anche a fronte di possibili futuri sviluppi della rete AT afferente alla stazione di La Spezia, verrà ricostruita in doppia sbarra la sezione a 132 kV

È previsto anche l'adeguamento dell'impianto ai nuovi valori di corto circuito.

**Stato di avanzamento:** Sono stati completati nel 2008 i lavori sulla sezione 132 kV.

#### **Stazione 380 kV Rondissone**

**anno: 2012**

È previsto l'adeguamento dell'impianto ai nuovi valori di corto circuito.

#### **Stazione 220 kV Verampio (VB)**

**anno: 2010**

La stazione di Verampio raccoglie e smista l'import dalla Svizzera e la locale produzione idroelettrica sul sistema 220 e 132 kV che dalla Val d'Ossola alimenta le aree di carico del nord Piemonte (Biella e Novara) e della Lombardia occidentale. Al fine di garantire i necessari livelli di sicurezza e flessibilità del servizio, nella stazione sono previsti interventi di potenziamento e adeguamento.

Tra le attività in programma è prevista anche la sostituzione degli attuali trasformatori a 3 avvolgimenti 220/132/12 kV da 78/89/78 MVA e delle due unità regolatrici esterne con 3 trasformazioni di cui 2 TR 12/220 kV da 90 MVA e un ATR 220/132 kV da 250 MVA, quest'ultimo con funzione di interconnessione.

**Stato di avanzamento:** Nel corso del 2008 è stata completata l'installazione delle trasformazioni.

#### **Stazione 220 kV Novara Sud**

**anno: 2014**

Al fine di migliorare la flessibilità di esercizio, incrementare l'affidabilità e la continuità del servizio, verrà ricostruita in doppia sbarra la sezione 220 kV della stazione di Novara Sud.

#### **Stazione 220 kV Ponte (VB)**

**anno: lungo termine**

Al fine di migliorare la flessibilità di esercizio, incrementare l'affidabilità e la continuità del servizio, verrà ricostruita in doppia sbarra la sezione 220 kV della stazione di Ponte (VB).

#### **Elettrodotto 132 kV Cairo-Murialdo**

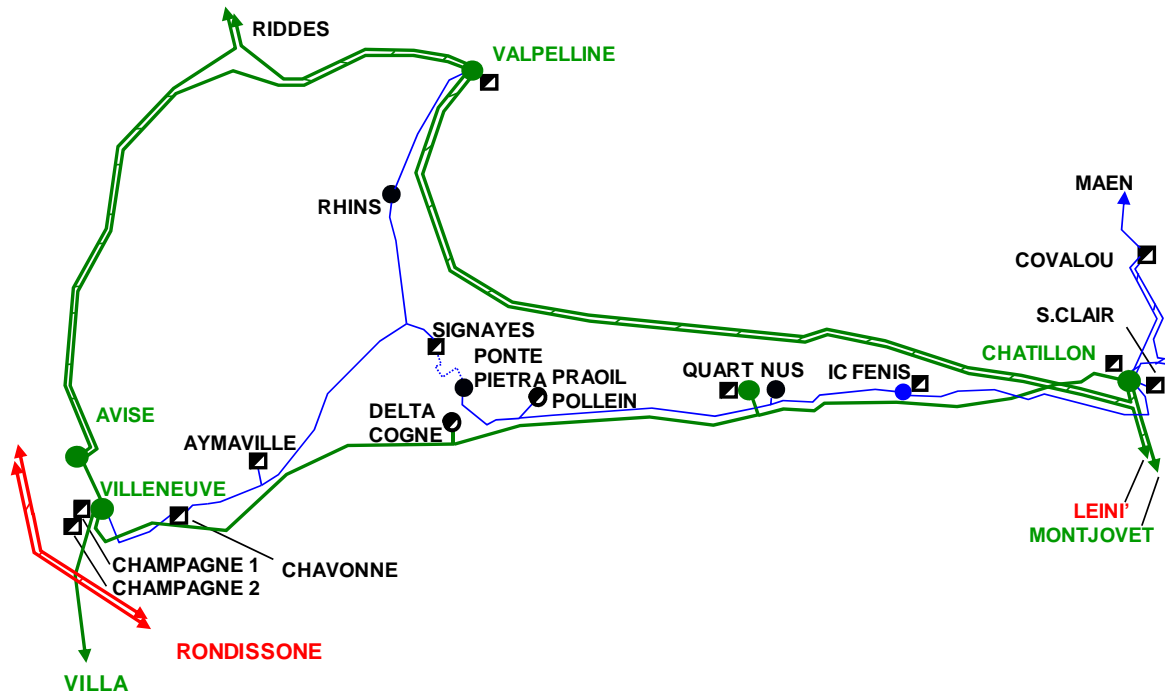
**anno: da definire**

E' previsto il potenziamento dell'elettrodotto 132 kV Cairo – Murialdo.

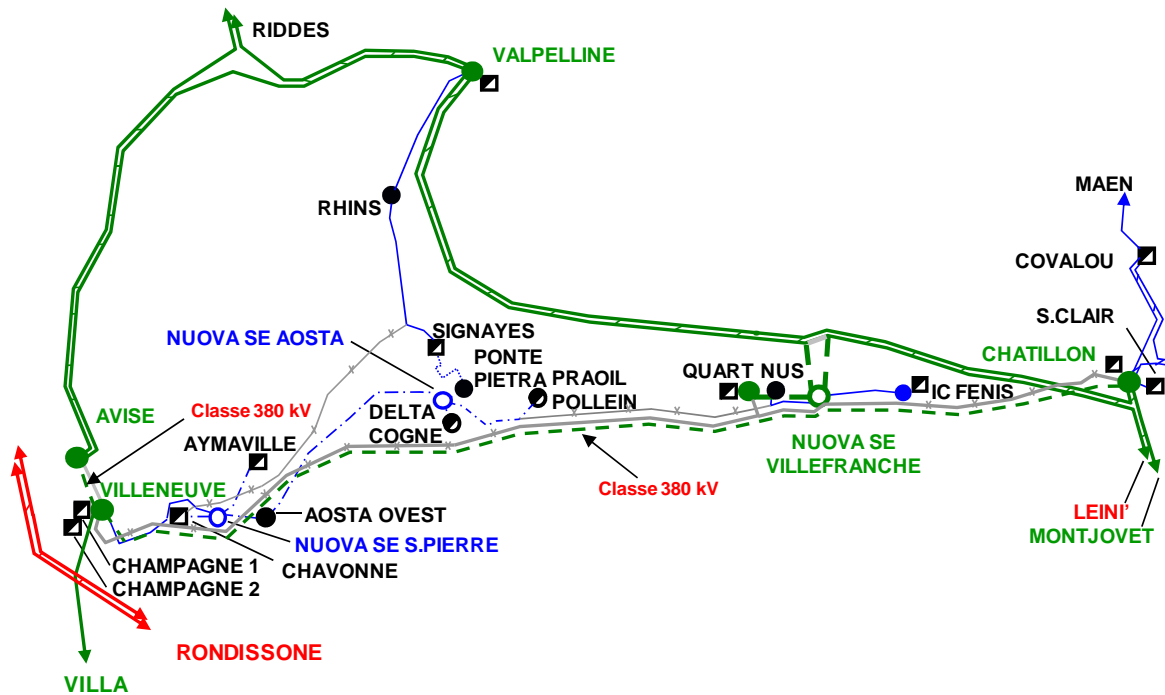
**Stato di avanzamento:** Iter autorizzativo concluso.

Razionalizzazione Val D'Aosta

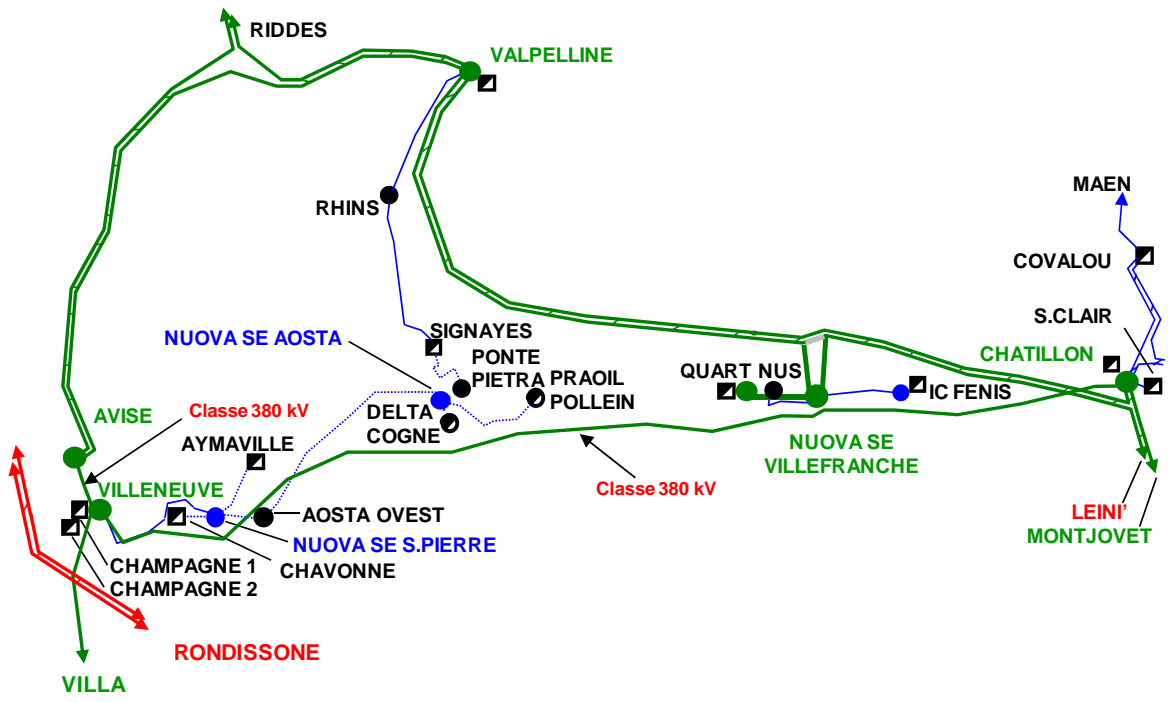
Assetto attuale



Lavori programmati



Assetto futuro





## Riassetto rete 220 kV Torino città

Situazione attuale

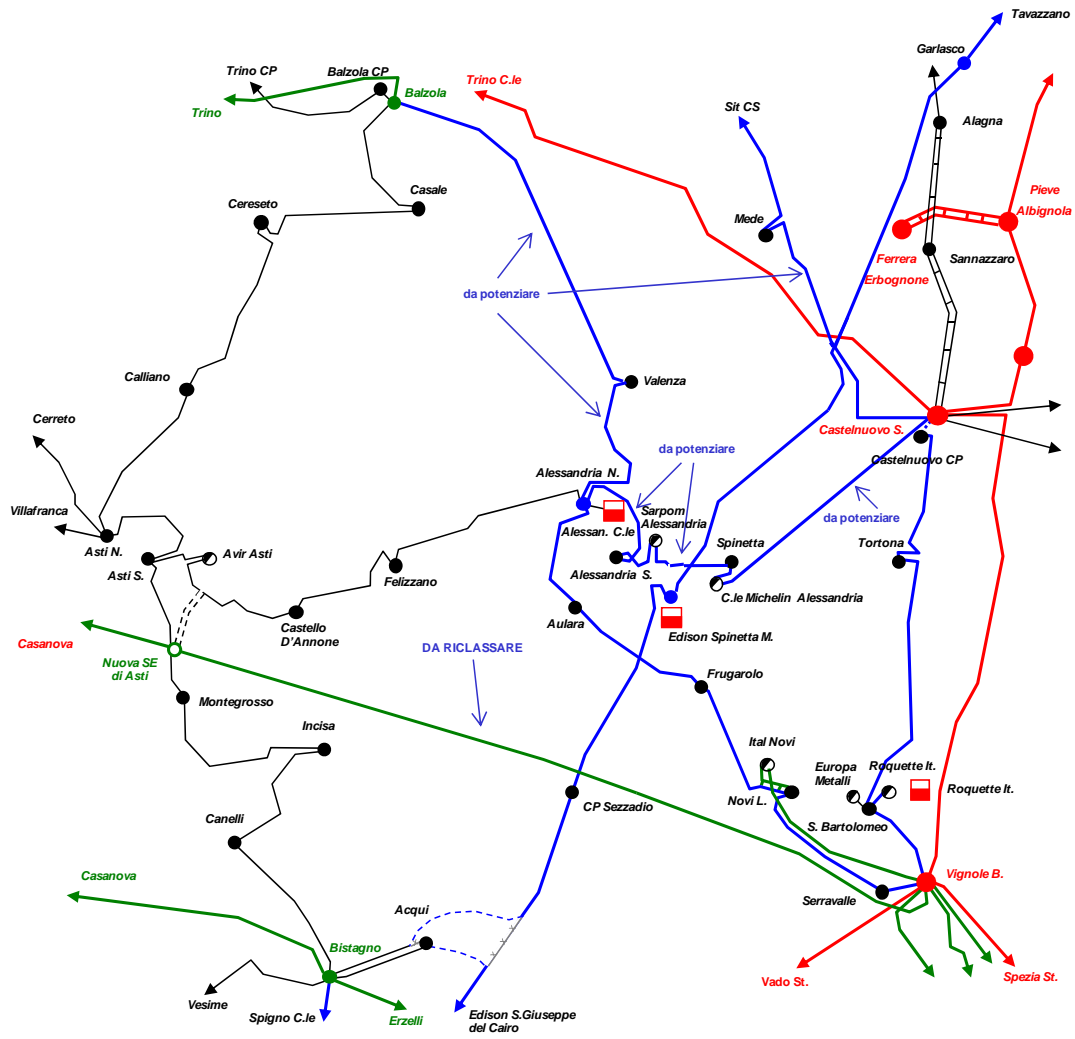






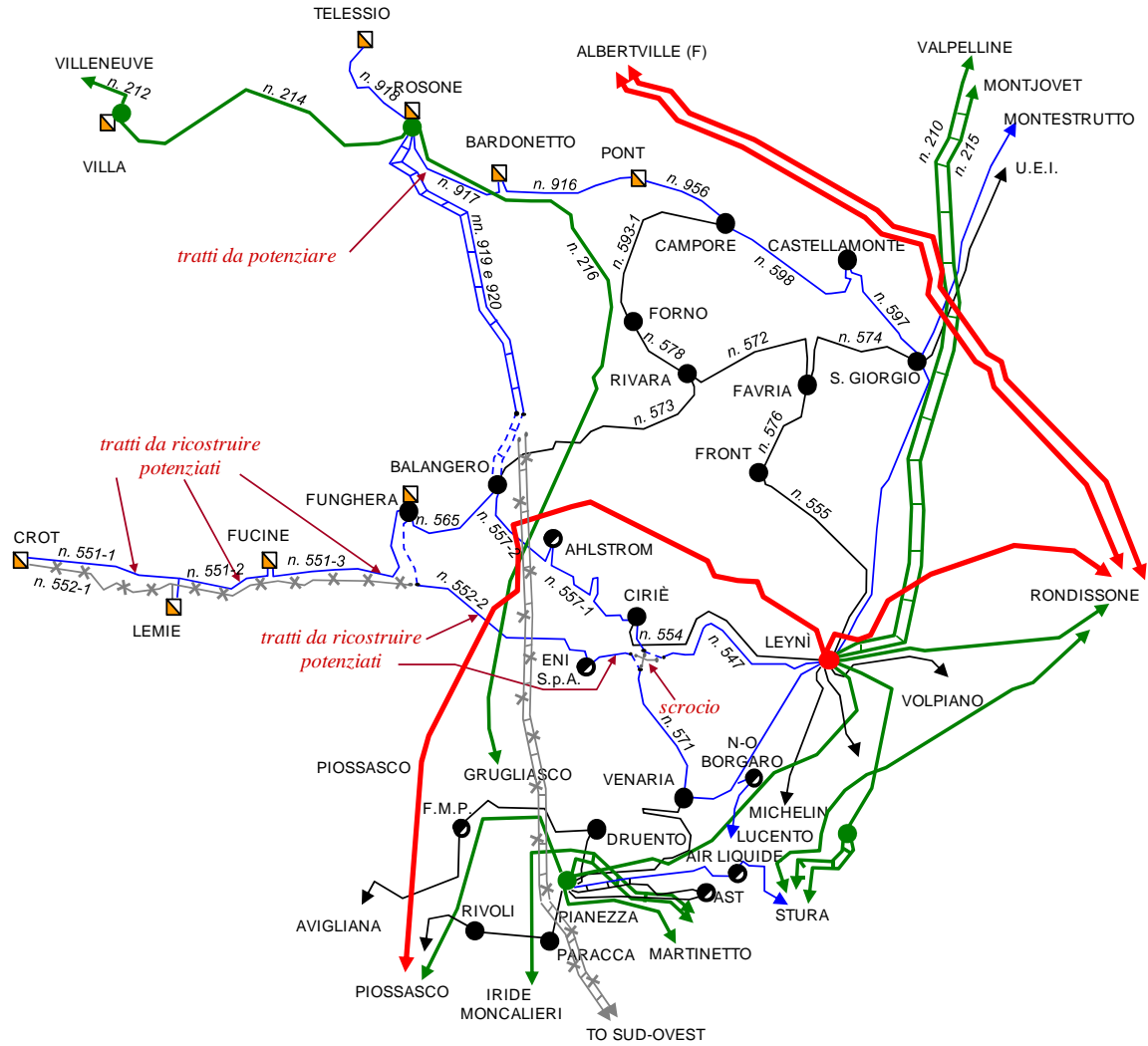
## Potenziamento rete di Asti ed Alessandria

Lavori programmati



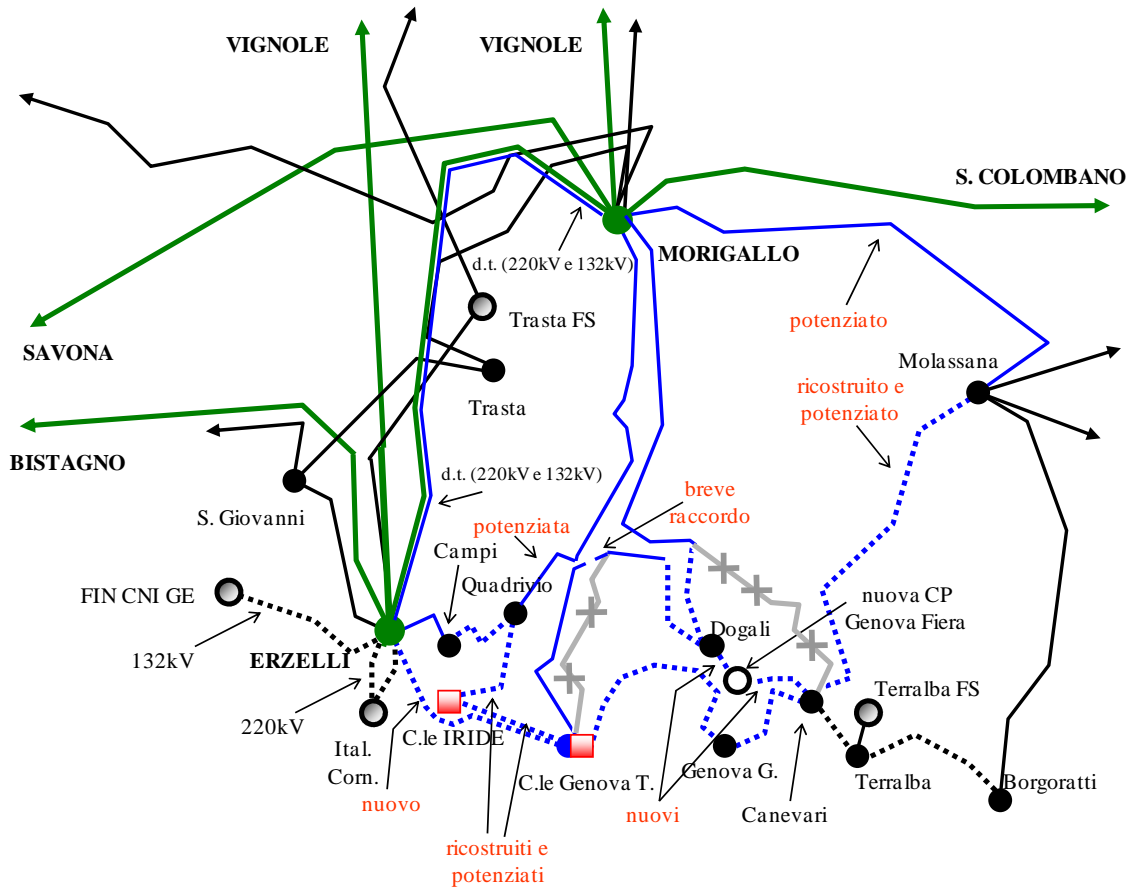


Assetto futuro



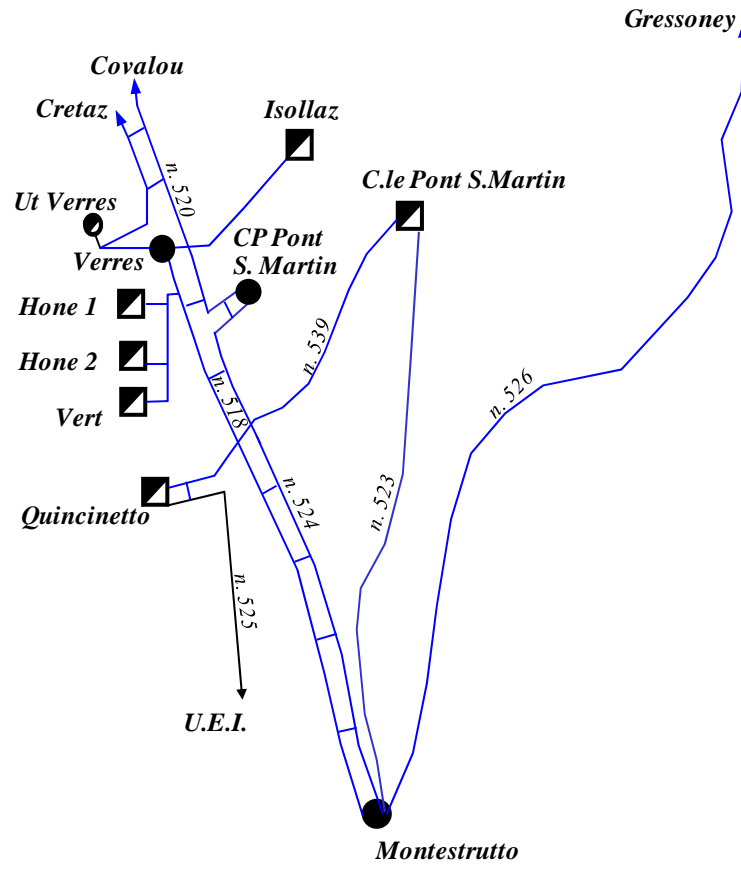
## Razionalizzazione 132 kV Genova

Lavori programmati



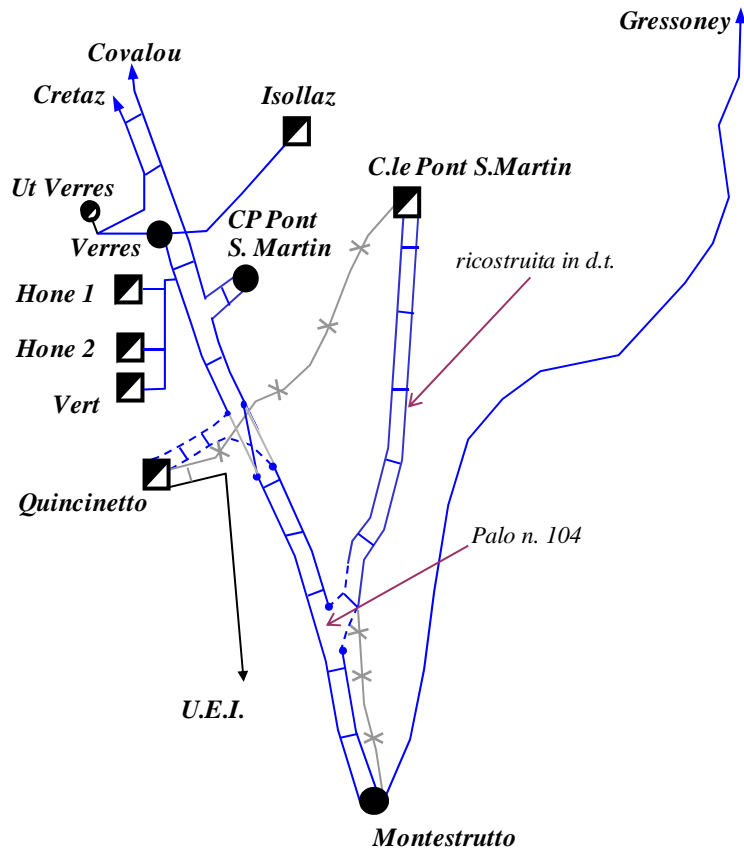
Rete da Covalou a Montestrutto

Situazione attuale

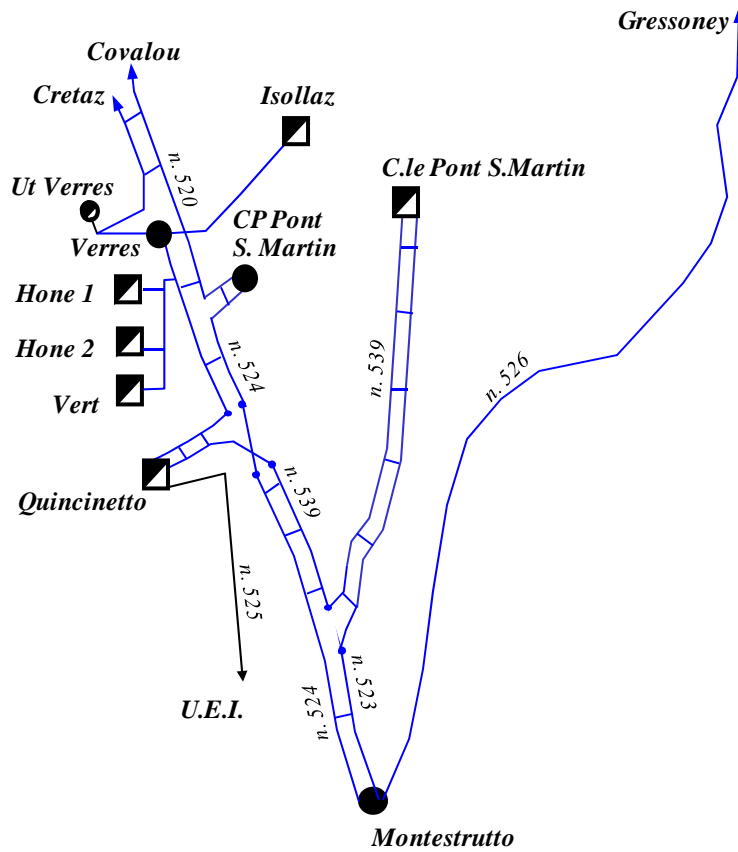


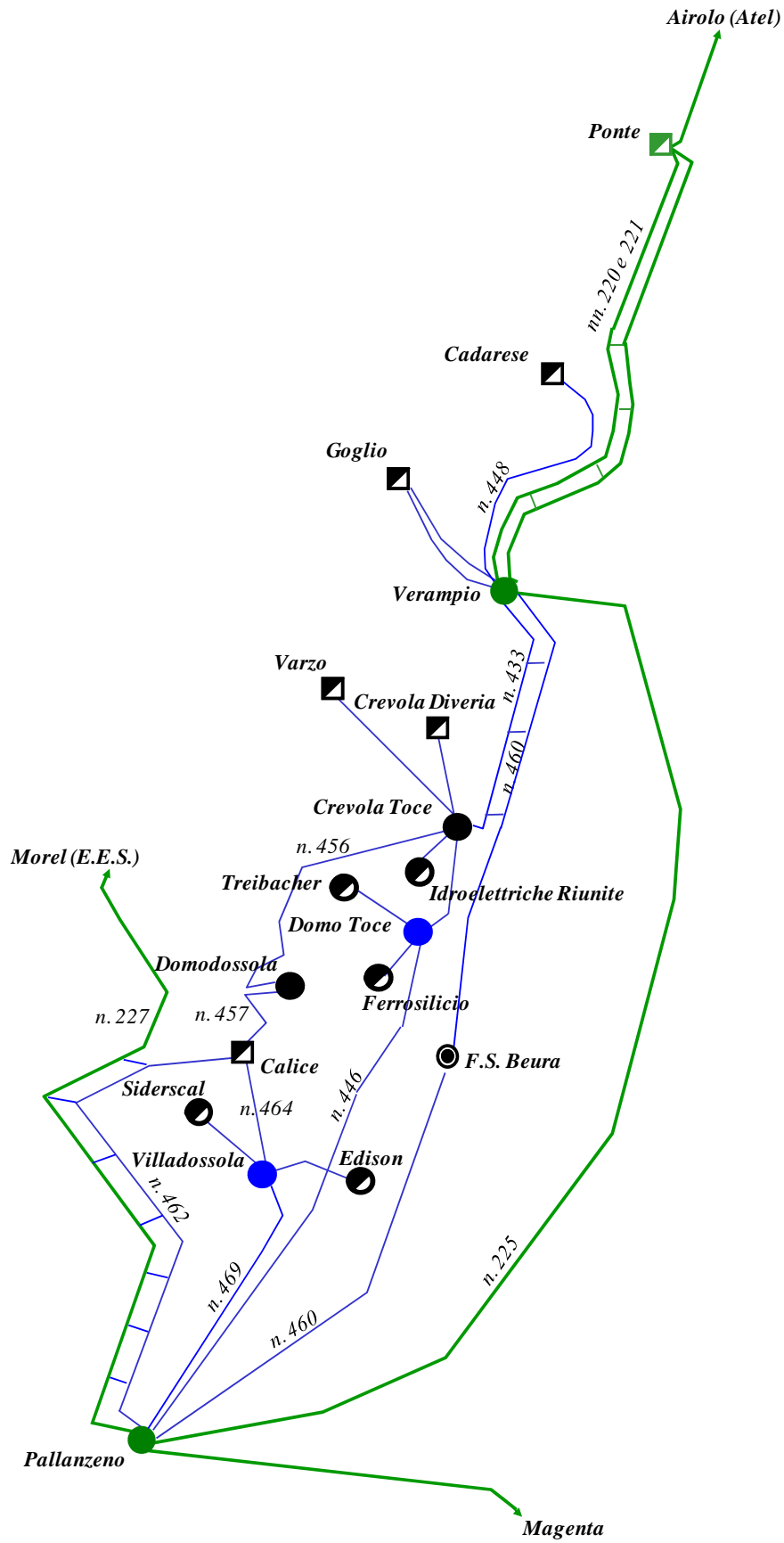


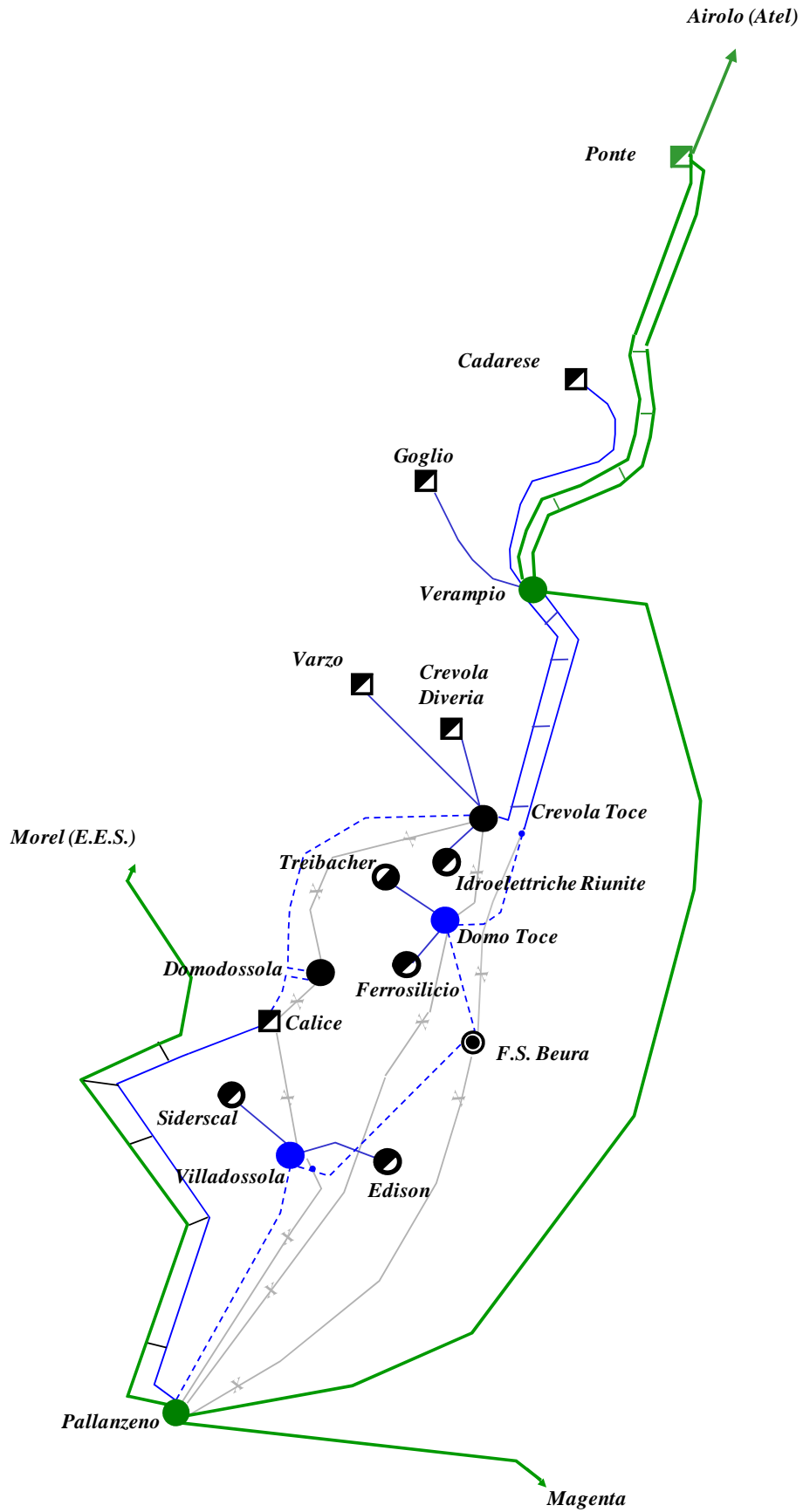
Lavori programmati

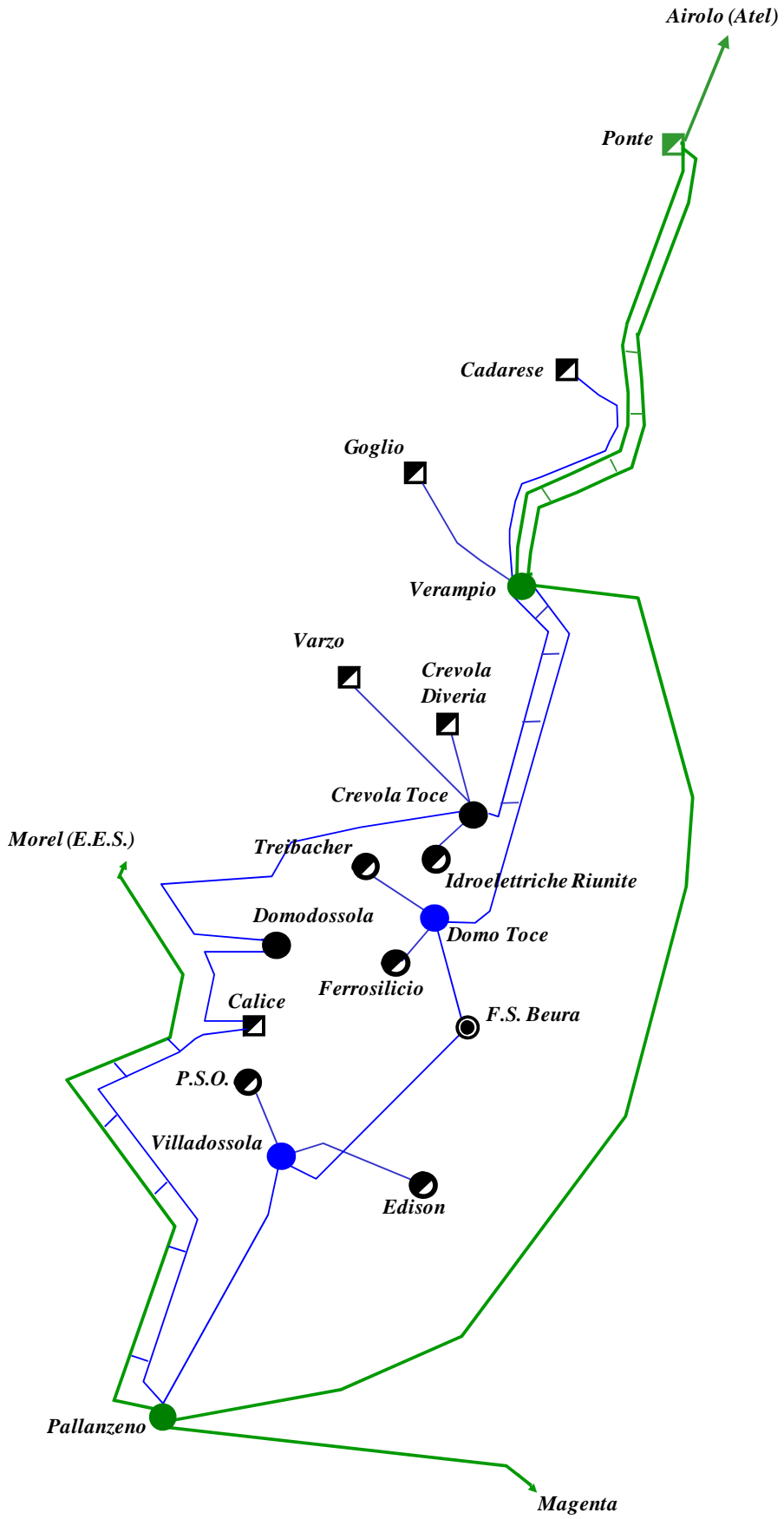


Assetto futuro

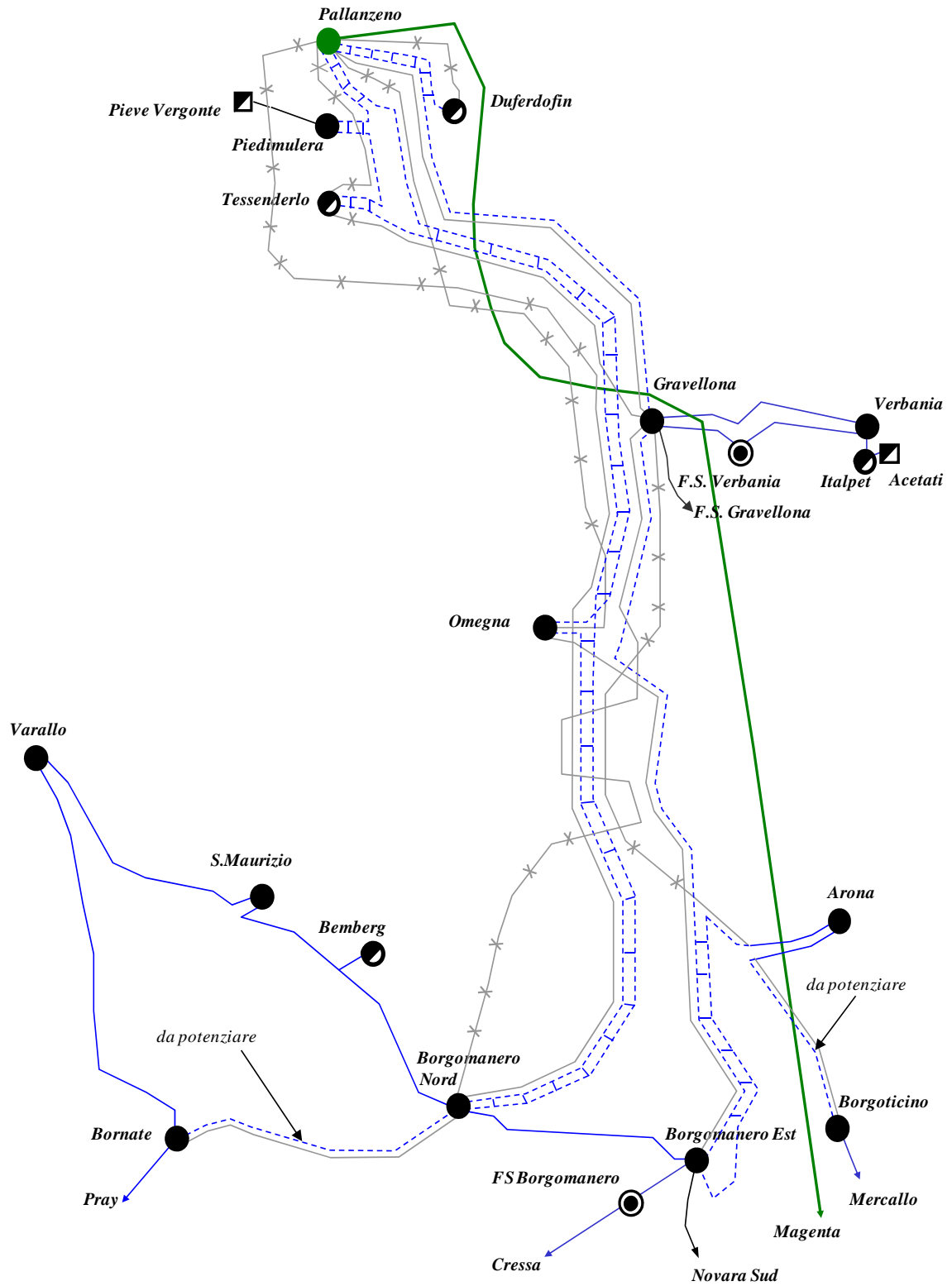




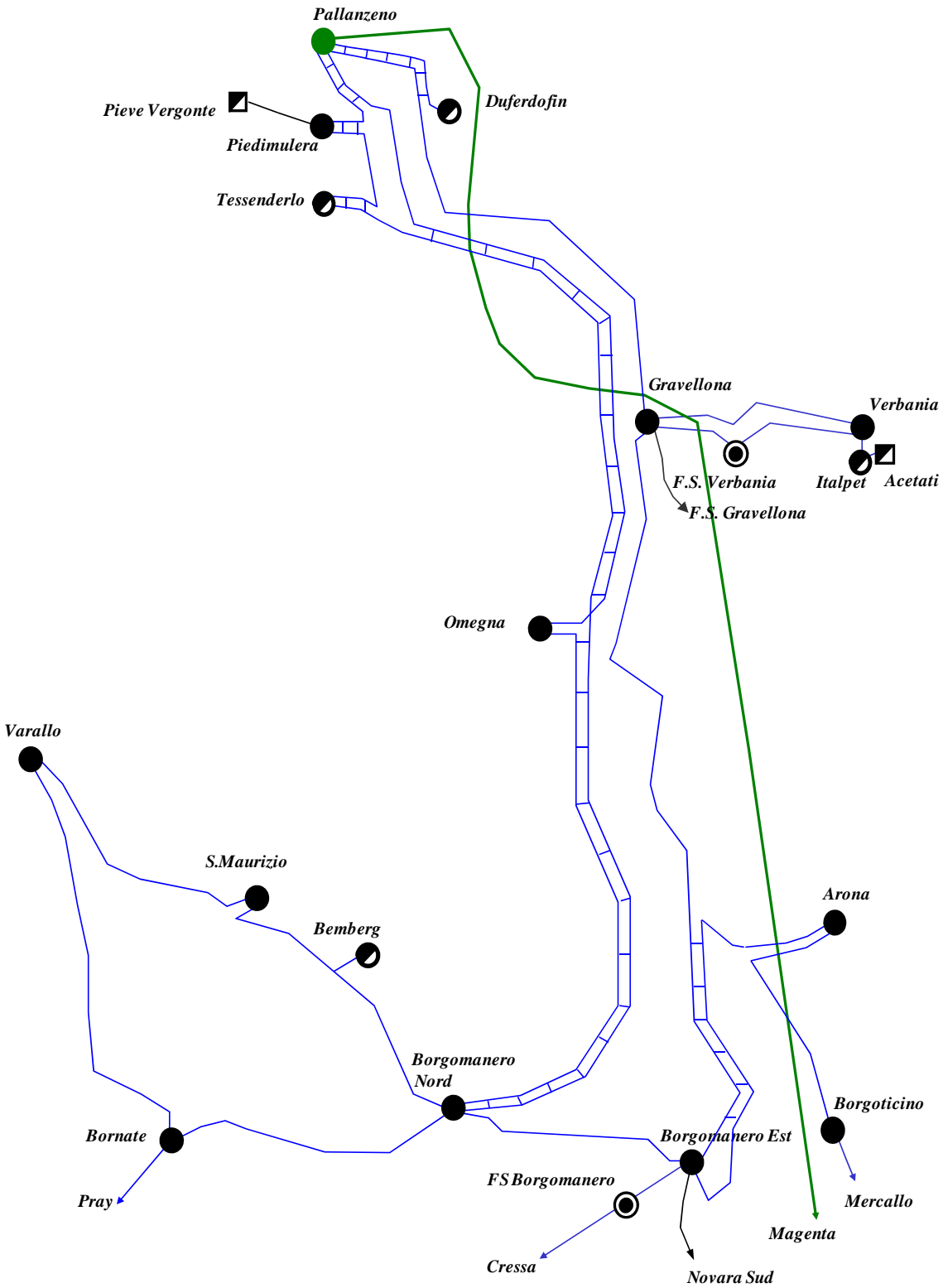






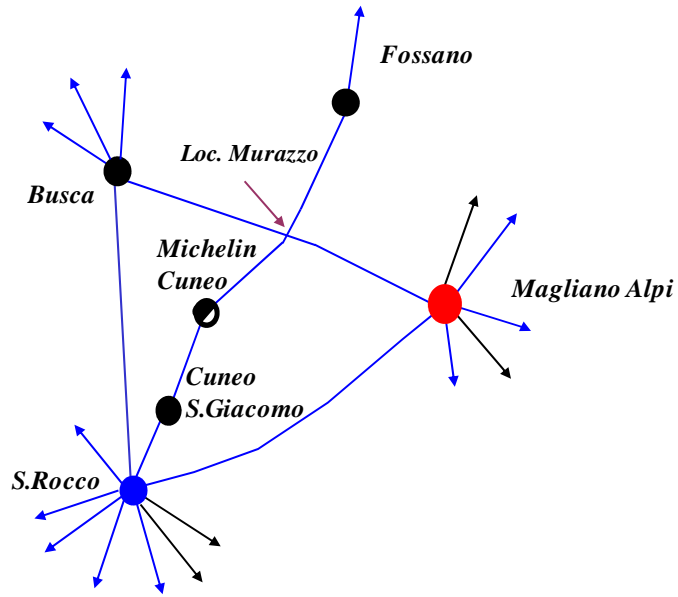


Situazione futura

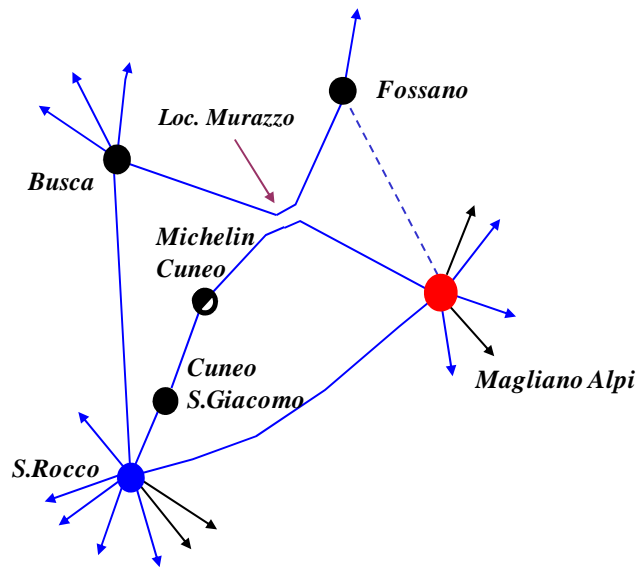


Elettrodotto Magliano – Fossano

Assetto attuale



Assetto futuro





## 4.2 Area Nord



---

### Interventi previsti

---

#### Elettrodotto 380 kV tra Pavia e Piacenza

**anno: lungo termine**

In considerazione della realizzazione di nuove centrali in ciclo combinato nell'area Nord Ovest del Paese, è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV funzionale al trasporto delle produzioni locali verso la rete a 380 kV afferente il nodo di La Casella (PC). L'intervento consentirà di ridurre i rischi di sovraccarico della rete a 380 kV sulla sezione Nord – Centro Nord, anche in seguito all'eventuale incremento dell'importazione sulla frontiera Nord Ovest.

La realizzazione del nuovo elettrodotto è correlata al potenziamento della rete a 380 kV tra le stazioni di La Casella e Caorso.

#### Elettrodotto 380 kV Trino – Lacchiarella

**anno: 2012<sup>7</sup>**

Nel corso degli ultimi anni si è registrato un notevole aumento della produzione di energia elettrica nell'area nord-occidentale del Paese.

Infatti, in un'area già caratterizzata da forte importazione di energia elettrica dall'estero (in particolare dalla Francia), ad alcune centrali già esistenti ma potenziate, si sono aggiunte nuove iniziative produttive e, complessivamente, si è verificato un incremento della generazione di energia elettrica nell'area nord-occidentale di circa 3.000 MW negli ultimi anni.

Gli studi e le analisi di rete hanno dimostrato che l'ipotesi di sviluppo che consentirà di ottenere i

maggiori benefici per il sistema elettrico è rappresentata da un nuovo collegamento a 380 kV tra le porzioni di RTN esistenti sul territorio del Piemonte e della Lombardia.

La soluzione individuata prevede di realizzare una nuova linea in doppia terna a 380 kV congiungente le stazioni a 380 kV di Trino in provincia di Vercelli e di Lacchiarella in provincia di Milano.

La nuova linea contribuirà ad aumentare la magliatura della rete a 380 kV dell'Italia Nord-Occidentale, garantendo una maggiore capacità di trasporto tra il Piemonte e l'area di carico di Milano. Il collegamento consentirà di migliorare la flessibilità e la sicurezza di esercizio della rete, riducendo il rischio di congestioni di rete. Associate all'intervento sono altresì previste alcune opere di razionalizzazione della rete AT nell'area.

**Stato di avanzamento:** Il 09/12/2008, ai sensi della L.239/04, è stato avviato l'iter autorizzativo per la realizzazione del nuovo elettrodotto in d.t. 380 kV.

#### Elettrodotto 132 kV "Malpensata - Bas" (BG)

**anno: 2013**

La città di Bergamo è attualmente alimentata da due collegamenti a 132 kV "Curno- Bergamo" e "Malpensata - Bergamo - derivazione Bas"; al fine di incrementare l'affidabilità del servizio elettrico verrà rimossa la suddetta derivazione rigida realizzando due collegamenti diretti: "Bergamo – Malpensata" ottenuto sfruttando gli impianti di rete esistenti e "Malpensata - Bas", mediante un nuovo collegamento in cavo.

---

<sup>7</sup> Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro 18 mesi dall'avvio dell'iter.

### Elettrodotto 132 kV Novara Sud – Magenta

**anno: 2012**

Al fine di completare il potenziamento della direttrice a 132 kV "Novara Sud - Sarpom (NO) - Reno dei Medici (MI) - Edison Boffalora (MI) - Magenta (MI)" sarà adeguata la portata del tratto compreso tra gli impianti di Sarpom e Reno dei Medici.

L'intervento dovrà essere anticipato il prima possibile per garantire la sicurezza e continuità del servizio anche in caso di rete non integra.

### Razionalizzazione 380 kV Media Valtellina (Fase B)

**anno: lungo termine**

In base a quanto stabilito nell'Accordo di Programma (AdP) firmato presso il Ministero dello Sviluppo Economico – allora Ministero delle Attività Produttive - in data 24 giugno 2003, a valle del completamento degli interventi relativi alla "Fase A" della razionalizzazione in Valcamonica e Alta Valtellina, conseguente alla realizzazione dell'elettrodotto "San Fiorano - Robbia", si procederà nella cosiddetta "Fase B" della razionalizzazione, con interessamento soprattutto del territorio della Media Valtellina.

In tale fase si prevede la dismissione dalla RTN di estesi tratti di linee a 220 e 132 kV, a fronte della realizzazione di tre nuove stazioni elettriche a 380 kV che svolgeranno principalmente funzione di raccolta della produzione idroelettrica della Lombardia settentrionale e a fronte della realizzazione di nuove linee a 380 kV, che trasmetteranno la potenza generata verso l'area di carico di Milano.

La realizzazione dei seguenti impianti a livello 380 kV risulta propedeutica all'esecuzione degli interventi su livello 220/132 kV più sotto descritti:

- nuove stazioni di trasformazione 380 kV di Grosio, Piateda e Tirano;
- raccordi a 380 kV per inserire la stazione di Tirano in entra-esce alla d.t. "S. Fiorano - Robbia";
- raccordi a 380 kV per inserire la stazione di Grosio in entra-esce ad una delle linee della d.t. "S. Fiorano - Robbia";
- nuova direttrice a 380 kV "Tirano - Piateda - Verderio".

Una volta realizzati i sopra descritti interventi sul livello 380 kV, verranno dunque eseguite le seguenti attività, raggruppate secondo insieme indipendenti l'uno dall'altro:

INSIEME B/1:

- collegamento alla nuova stazione di Grosio della linea di trasmissione in d.t. a 220 kV "AEM Verderio - Grosio", nel tronco C.le Grosio-Grosio;
- successiva dismissione dalla RTN della suddetta linea "AEM Grosio - Verderio".

INSIEME B/2:

- collegamento alla nuova stazione di Grosio della linea a 220 kV "Glorenza – Tirano";
- successiva dismissione dalla RTN del tratto della suddetta linea "Glorenza /Tirano - Cesano", compreso tra Grosio e Cesano e recupero del tratto a 220 kV tra Verderio e Cesano per il miglioramento delle alimentazioni della rete della città di Milano e della connessione della stazione di Cesano, quest'ultima da collegarsi alla linea 220 kV "Cislago - Dalmine".

INSIEME B/3:

- collegamento alla nuova stazione di Grosio della linea di trasmissione in d.t. a 220 kV "AEM Premadio - AEM Ric. Sud" e "AEM Grosio - AEM Ric. Sud";
- successiva dismissione dalla RTN della suddetta d.t. "AEM Premadio - AEM Ric. Sud" e "AEM Grosio - AEM Ric. Sud" nel tratto compreso tra Grosio e Cedegolo Edison e realizzazione dei raccordi a Cedegolo Edison per attuare il collegamento a 220 kV in d.t. "Cedegolo - AEM Ric. Sud";
- successiva dismissione dalla RTN della linea a 132 kV "Cedegolo - Civate - Gorlago" nel tratto compreso tra Cedegolo e Pian Camuno (con conseguente raccordo a Pian Camuno del restante elettrodotto) previo adeguamento dell'altra doppia direttrice a 132 kV tra Cedegolo e Pian Camuno;
- è allo studio, inoltre, la possibilità di installare presso gli impianti di Cedegolo e Grosotto banchi di reattanze di compensazione.

INSIEME B/4:

- adeguamento del collegamento a 132 kV tra Belviso e Venina;
- trasformazione in cavo interrato della linea a 132 kV tra Stazzona e Belviso;
- dismissione dalla RTN della linea in d.t. a 132 kV "Stazzona All. - AEM Ric. Nord" e "Stazzona - AEM Ric. Nord" nel tratto compreso tra Belviso (Stazzona All.) e Fusine e realizzazione del raccordo a Fusine per attuare il collegamento in d.t. a 132 kV "Fusine - AEM Ric. Nord";
- dismissione dalla RTN della linea a 132 kV "Fusine - Lenna".

#### INSIEME B/5:

- realizzazione in cavo interrato di un nuovo collegamento a 220 kV tra Sondrio e Piateda;
- trasformazione in cavo interrato di un tratto della linea a 132 kV "Sondrio - Venina" in modo da realizzare il collegamento "Sondrio - Piateda";
- successiva dismissione della linea a 220 kV "Venina - Cassano SONDEL" nel tratto compreso tra Venina e Dalmine e recupero del tratto a 220 kV tra Dalmine e Cassano SONDEL per un miglioramento delle alimentazioni della rete della città di Milano.

**Stato di avanzamento:** L'Accordo di Programma sottoscritto il 24 Giugno 2003 con MAP (ora MISE) ha previsto l'istituzione di un tavolo tecnico con la Provincia di Sondrio per la concertazione della localizzazione dei nuovi impianti; il 29 Luglio 2008 è stato firmato con la Provincia di Sondrio il Protocollo di Intesa per la localizzazione del corridoio della nuova direttrice a 380 kV Villa di Tirano, Piateda/Fusine e per l'approvazione di criteri localizzativi.

#### **Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi** **anno 2015**

Nei termini stabiliti e con le modalità definite nell'Accordo sottoscritti con gli Enti Locali a valle dell'autorizzazione conseguita in data 13 Novembre 2009 ai sensi della legge 239/04 della direttrice 380 kV tra le SE La Casella e Caorso sono previsti una serie di interventi (tre lotti) finalizzati anche a minimizzare la presenza di infrastrutture nel territorio:

LOTTO 1: Opere principali a 380 kV e interventi correlati a Sud della provincia di Lodi:

- interventi di minimizzazione interferenze linee 132 kV "S.Rocco - Miradolo" e "S. Rocco - Casalpusterlengo" e demolizione linea 132 kV di RFI "Casalpusterlengo FS - Piacenza FS".

LOTTO 2: Razionalizzazione RTN a 220 kV e 132 kV a Tavazzano

- Raccordo linee 220 kV "Tavazzano O. - Tavazzano" e "Tavazzano O. - Cassano";
- Demolizione del tratto di linea 132 kV Ex Sondel "Tavazzano Ovest - Rise Sesto" nell'intero tratto presente nella provincia di Lodi; demolizione SE 220 kV Tavazzano Ovest
- Raccordo linee 220 kV "Tavazzano Est - Tavazzano" e "Tavazzano Est - Colà";
- Ampliamento della sezione 220 della SE Tavazzano con due nuovi stalli per attestarvi i futuri cavi per Sarmato e Cesano;

- Interramento tratto linea 220 kV "Tavazzano Est - Sarmato", tratto linea 220 kV "Tavazzano Est - Cesano"
- Realizzazione di un unico collegamento "Garlasco - Tavazzano" scollegando le due linee 132 kV "Tavazzano Est - Tavazzano" e "Tavazzano Est - Garlasco" dalla SE Tavazzano Est raccordandole tra di loro;
- Nuovo smistamento 132 kV Casalmaiocco;
- Demolizione in parte della linea 132 kV "Tavazzano Est - Chiravalle" raccordandola alla nuova SE di Casalmaiocco;
- Demolizione SE 220 kV Tavazzano Est;
- Demolizione raccordo 132 kV ex UT Sesec.

#### LOTTO 3:

Il terzo pacchetto di interventi prevede interventi su rete RFI e riguarda essenzialmente interramenti di tratti di lineadi titolarità:

- RFI: "Lodi FS - Casalpusterlengo FS" e "Lodi - Melegnano FS";
- TELAT: "Lodi FS - Lodi", "Lodi - Brembio" e "Lodi - Montanaso", Casalpusterlengo - Brembio", "Casalpusterlengo - S. Rocco", "S. Rocco - Miradolo", infine demolizione e raccordo alla nuova SE Maleo della linea "Pizzighettone - Casalpusterlengo";
- TERNA: Spostamento elettrodotto 380 kV "Lacchiarella - La Casella"

#### **Razionalizzazione 380-132 kV di Brescia**

**anno: 2015**

##### ***Disegno: Razionalizzazione rete di Brescia***

Al fine di soddisfare l'incremento di carico nell'area urbana di Brescia, in particolare per far fronte alle richieste delle utenze industriali, è stata valutata di concerto con il Distributore locale, l'opportunità di avviare un piano di riassetto e potenziamento della rete locale.

In particolare nell'area Nord Ovest tra le stazioni di Nave e Travagliato è previsto un riassetto della rete a 132 kV e la connessione della nuova cabina primaria della società distributrice locale - indicata dalla stessa col nome di Stocchetta - funzionale all'alimentazione delle stazioni della metropolitana di Brescia e saranno inoltre modificate le connessioni delle CP ASM Iveco e ASM Pietra così come richieste dalla stessa società distributrice.

Nell'area Sud-Est è prevista la realizzazione di una nuova stazione 380/132 kV alla quale saranno raccordate le linee 132 kV presenti nell'area, la nuova SE sarà funzionale anche all'alimentazione

delle grandi utenze locali ivi presenti, il cui carico attualmente grava sugli impianti di Flero; è prevista inoltre la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo tra la stazione di S.Eufemia e la CP Ziziola funzionale a garantire l'adeguata magliatura della rete 132 kV interna alla città.

#### **Razionalizzazione 220 kV Città di Milano**

**anno: 2012**

*Disegno: Razionalizzazione di Milano*

Considerato l'ingente carico della città di Milano, e gli elevati transiti sugli elettrodotti di trasmissione nell'area che ne derivano, è stata programmata una serie di interventi di sviluppo della rete di trasmissione che interessa il territorio milanese.

Il potenziamento della rete della città di Milano ha tra i suoi obiettivi quelli di:

- garantire anche in futuro la sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche, diminuendo la probabilità di energia non fornita;
- migliorare la connessione degli esistenti impianti di trasmissione, tradizionalmente gestiti come reti separate, in modo da incrementare l'affidabilità della rete;
- assicurare un migliore deflusso della potenza generata.

Nello specifico, con valenza prioritaria rispetto alle altre attività, è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto in cavo a 220 kV "Gadio - Porta Volta". Per consentire il collegamento del cavo a Porta Volta è stata ampliata la Sezione 220 kV di Porta Volta prevedendo anche lo spazio per la connessione di un nuovo trasformatore 220 kV/MT richiesto dal distributore locale.

Si procederà quindi alla realizzazione dei successivi interventi:

- nuovo elettrodotto a 220 kV "Baggio - Ricevitrice Ovest";
- nuovo elettrodotto in cavo a 220 kV "Ricevitrice Sud - Porta Venezia";
- potenziamento del cavo 220 kV "Ricevitrice Sud - Ricevitrice Ovest".

In correlazione con tali nuovi collegamenti, anche al fine di adeguare gli apparati delle stazioni Ricevitrice Sud e Ricevitrice nord alle nuove correnti di corto, sarà previsto l'ampliamento ed il potenziamento di tali impianti.

Contestualmente alle attività indicate, nelle stazioni rispettivamente di Baggio e di Cassano verranno installate due nuove trasformazioni 380/220 kV.

Successivamente alla data indicata verranno inoltre potenziati i collegamenti in cavo interrato a 220 kV "Ricevitrice Ovest - Gadio", "Gadio - Ricevitrice Nord" e "Porta Volta - Porta Venezia".

**Stato di avanzamento:** In data 4 Agosto 2008 avviato l'iter autorizzativo ai sensi del L. 239/04 per il collegamento 220 kV "Gadio-Porta Volta"; è stata conseguita l'intesa con la regione Lombardia in data 23 Dicembre 2009

#### **Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia**

**anno: 2012**

*Disegno: Razionalizzazione Valle Sabbia*

Al fine di incrementare l'affidabilità e la qualità del servizio elettrico nella l'area della Valle Sabbia, sono state definite una serie di attività di concerto con il distributore locale a2a e gli Enti Locali interessati. In particolare attraverso la realizzazione di una nuova SE 220/132 kV nell'area industriale di Odolo e il declassamento dell'esistente linea 220 kV "Nave - Cimego" sarà garantita l'alimentazione in sicurezza e la magliatura della rete AT locale.

L'intervento così come illustrato è stato oggetto di apposito programma tecnico con la Provincia di Brescia, i comuni di Agnosine, Odolo, Bagolino, Vobarno e Comunità montana della Valle Sabbia e pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Regione Lombardia in data 12 Agosto 2009.

#### **Razionalizzazione rete AT Val Camonica/Val Seriana (BG)**

**anno: lungo termine**

Per consentire il pieno sfruttamento - anche in condizioni di rete non integra - della produzione idroelettrica della Val Seriana è prevista la realizzazione del nuovo collegamento 132 kV tra il nodo elettrico di Pian Camuno e l'impianto di Dossi. Tale collegamento, che unirà la rete AT della Val Cavallina con la rete AT della Val Seriana, garantirà un significativo aumento dell'affidabilità di alimentazione dei carichi locali.

Il collegamento, almeno parzialmente, potrebbe essere realizzato mediante potenziamento di infrastrutture esistenti.

#### **Stazione 380 kV Cagno (CO)**

**anno: 2011**

La stazione di Cagno è interessata dalle potenze importate dalla Svizzera, attraverso il collegamento a 380 kV "Musignano - Lavorgo" e di quelle prodotte dal polo idroelettrico di Roncovalgrande; tale potenza viene poi trasferita all'area di carico di Milano attraverso la stazione 380 kV di Cislago cui è direttamente collegata, nonché smistata alla

afferente rete a 132 kV che alimenta il bacino d'utenza, prevalentemente industriale, compreso tra Como e Varese.

Ciò premesso, al fine di incrementare i margini di sicurezza e la necessaria flessibilità dell'esercizio della rete, nonché superare le limitazioni ed adeguare gli apparati degli impianti ai valori di corrente attuali e previste, si rende necessario il rifacimento della sezione a 380 kV della stazione di Cagno.

Alla nuova sezione 380 kV sarà connessa la merchant line in corrente alternata a 380 kV "Cagno – Mendrisio", attualmente in servizio connessa rigidamente alla linea "Cagno – Cislago".

Inoltre, gli ingressi delle linee afferenti la sezione a 132 kV della stazione saranno interessati da un riassetto che porterà alla eliminazione dell'esistente derivazione rigida, realizzando due distinte direttrici: "Induno - Cagno" e "Faloppio - Cagno".

#### **Stazione 380 kV Cislago (VA)**

**anno: 2012**

La stazione di Cislago è funzionale a raccogliere e smistare sul sistema a 380 kV e 220 kV dell'area di Milano parte della potenza importata dalla Svizzera e quella prodotta dai poli idroelettrici del nord della Lombardia, nonché a trasferire tale potenza sulla rete a 132 kV che alimenta la rete a nord di Milano.

Complessivamente la stazione di Cislago contribuisce in modo determinante all'alimentazione di una vasta porzione di rete a 132 kV (area a nord-ovest di Milano e Varese).

In relazione a quanto sopra, al fine di migliorare la sicurezza di esercizio e la qualità del servizio del sistema a 132 kV in questione, è previsto il completo adeguamento della sezione a 132 kV di Cislago.

È inoltre in programma l'installazione di una batteria di condensatori funzionale a garantire il miglioramento dei profili di tensione e dei livelli di qualità del servizio sulla rete locale. Contestualmente sarà operato un riassetto degli accessi di numerosi collegamenti a 132 kV, comprese le linee di verso gli impianti di Fenegrò, Tradate, Castellana e Olginate.

La traslazione delle linee 132 kV, di cui sopra, consentirà un'ottimizzazione degli esistenti tracciati con significativi benefici in termini ambientali.

**Stato di avanzamento:** In data 23 luglio 2009 avviato nuovamente l'iter autorizzativo ai sensi della L.239/04 per il riassetto della rete 132 kV afferente la stazione di Cislago

#### **Stazione 380 kV Magenta (MI)**

**anno: Lungo termine**

Al fine di aumentare l'affidabilità, la sicurezza e la flessibilità di esercizio della rete elettrica nell'area compresa tra le stazioni 380 kV di Turbigo e di Baggio è prevista una nuova sezione 380 kV presso l'esistente impianto 220 kV di Magenta, con le relative trasformazioni e brevissimi raccordi all'elettrodotto 380 kV "Turbigo – Baggio". Successivamente sarà valutata la possibilità di un riassetto della rete AT afferente.

#### **Stazione 380 kV Mese (SO)**

**anno: 2014**

L'esistente stazione 220/132 kV di Mese è interessata dalle potenze importate dalla Svizzera attraverso il collegamento 220 kV "Mese – Gorduno" nonché dalle produzioni del nucleo idroelettrico della Valchiavenna. Essa è connessa all'area di carico del comasco attraverso due lunghe arterie a 132 kV che, nei periodi di alta idraulicità, debbono essere esercite al limite delle proprie capacità. Ciò premesso al fine di incrementare i margini di sicurezza e la necessaria flessibilità dell'esercizio della rete si prevede di realizzare in prossimità dell'esistente impianto di Mese una nuova sezione 380 kV e relativa trasformazione 380/132 kV.

La nuova sezione 380 kV sarà collegata in entra-esce alla linea 380 kV "Bulciago – Soazza", mediante utilizzo di raccordi esistenti.

#### **Stazione 380 kV Travagliato (BS)**

**anno: 2014**

In considerazione dei vincoli che riducono le prestazioni di trasporto degli elettrodotti a 380 kV "Travagliato – Chiari" e "Travagliato – Flero" rispetto ai possibili standard di funzionamento, la sezione 380 kV di Travagliato sarà potenziata mediante sostituzione delle apparecchiature con altre di caratteristiche superiori.

#### **Stazione 220 kV di Mincio (BS)**

**anno: 2012**

In considerazione dei valori di corto circuito previsti in corrispondenza della sezione 132 kV di Mincio è in programma l'adeguamento delle apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre di caratteristiche superiori oltre alla già prevista installazione del trasformatore 220/132 kV.

### SE 220 kV Musocco (MI)

anno: 2014

Disegno: SE 220 kV di Musocco

Nell'ambito del Piano di Razionalizzazione della rete di alimentazione della città di Milano, al fine di far fronte all'aumento di carico dell'area urbana di Milano - anche in considerazione del prossimo evento "Expo 2015" - è prevista la realizzazione di una nuova sezione 220 kV in prossimità dell'esistente impianto CP Musocco di proprietà del Distributore Locale.

La nuova SE sarà dotata di opportune trasformazioni 220/132 kV ed inserita in entra-esce all'esistente collegamento 220 kV "Baggio – Porta Volta"; si prevede inoltre un ulteriore raccordo a 132 kV sulla linea "Amsa Figino – Novate".

Contestualmente, al fine di aumentare l'affidabilità e la sicurezza della rete anche in condizioni di rete non integra sarà realizzato un nuovo collegamento in cavo a 220 kV fra la nuova SE di Musocco e la sezione 220 kV della SE 380 kV di Ospiate.

### Stazione 220 kV Sud Milano (MI)

anno: 2013

Disegno: Razionalizzazione di Milano

La crescita dei consumi nell'area sud di Milano ha evidenziato la necessità di un intervento di potenziamento della rete. Al riguardo, è stata individuata la possibilità di realizzare una nuova stazione a 220 kV da collegarsi in entra-esce mediante brevi raccordi ad una delle due terne dell'elettrodotto a 220 kV "Cassano – Ricevitrice Sud", in prossimità dell'esistente CP di Vaiano Valle di proprietà ENEL Distribuzione, nella quale saranno installate opportune trasformazioni 220/132 kV.

Potranno così essere ridotti i transiti sulla locale rete a 132 kV e garantito un incremento della flessibilità di esercizio. Contestualmente, verranno rimosse le limitazioni di portata ed eliminata l'esistente derivazione rigida sulla direttrice di trasmissione a 132 kV tra la costruenda stazione e la CP Bolgiano, funzionale ad alimentare i carichi localizzati nell'area Sud-Est della città di Milano.

**Stato di avanzamento:** È stato avviato, ai sensi della L.239/04, in data 24 giugno 2008 l'iter autorizzativo per il potenziamento del collegamento 132 kV "Peschiera -Vaiano Valle – Bolgiano".

## Interventi su impianti esistenti o autorizzati

### Razionalizzazione 380 kV in Provincia di Lodi

anno 2012

Al fine di ridurre il rischio di congestioni sulla rete che attualmente rendono particolarmente critico l'esercizio in sicurezza dei collegamenti a 380 kV "La Casella – S. Rocco" e "Caorso – S. Rocco", si conferma la necessità di rinforzare la rete a 380 kV tra le stazioni di La Casella e Caorso mediante un nuovo elettrodotto 380 kV in doppia terna.

Questo intervento consentirà, in numerosi scenari produttivi, di evitare le limitazioni alla generazione delle centrali (attuali e previste in futuro) collegate alla rete a 380 kV dell'area Nord del paese. La realizzazione di nuove infrastrutture a 380 kV permetterà altresì di ridurre significativamente le perdite di trasmissione, grazie ad una migliore ripartizione dei flussi di potenza tra le linee a 380 kV "S. Rocco – Parma V." e "Caorso – Carpi".

L'intervento autorizzato in data 13 Novembre 2009 ai sensi della legge 239/04 prevede:

- nuova SE 380/132 kV di Maleo e raccordi in cavo 132 kV;
- demolizione tronco linea 132 kV "S. Rocco – Pizzighettone";
- nuova SE 380 kV di Chignolo Po;

- nuovo elettrodotto in DT 380 kV "Chignolo Po – Maleo" e contestuale spostamento delle linee 380 kV "La Casella – S. Rocco" e "S. Rocco – Caorso".

**Stato di avanzamento:** in data 13 novembre 2009 la Regione Lombardia ha dato assenso all'intesa nell'ambito del procedimento unico relativo all'elettrodotto ed alle S.E. di Chignolo Po e Maleo.

### Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)

anno: 2011/2012

Disegno: Valcamonica - Fase A1

Nei termini stabiliti e con le modalità definite nell'Accordo di Programma (AdP) sottoscritto presso il Ministero dello Sviluppo Economico - l'allora Ministero delle Attività Produttive - in data 24 giugno 2003, in correlazione alla realizzazione della linea in doppia terna a 380 kV "San Fiorano - Robbia", sono stati avviati gli iter autorizzati relativi all'attività della cosiddetta "Fase A1" della razionalizzazione dei sistemi elettrici che interessano il territorio della Valcamonica.

Oltre al potenziamento di una stazione 220/132 kV (cfr. Intervento Stazione di Cedegolo), in tale fase si prevede la trasformazione in cavo interrato di linee a 220 e 132 kV presenti nell'area e la realizzazione

di alcune varianti secondo le attività qui di seguito descritte:

- trasformazione in cavo interrato dell'elettrodotto a 220 kV "Cedegolo - Taio" nel tratto compreso tra Cedegolo e Edolo e nel tratto compreso tra Temù e Passo del Tonale;
- dismissione della linea a 132 kV "Cedegolo - Sonico" e trasformazione in cavo interrato della direttrice a 132 kV tra CP San Fiorano, Cedegolo, Forno, CP Edolo, Sonico, Temù;
- raccordo ad Ossana, mediante realizzazione di un nuovo stallo 132 kV, della linea a 132 kV "Temù - Cogolo", in modo da realizzare la direttrice "Temù - Ossana", da interrare nel tratto compreso tra Temù e il Passo del Tonale;
- raccordo a Cogolo della linea a 132 kV "Temù - Taio" e dismissione del tratto compreso tra Temù e Cogolo, in modo da ottenere la direttrice "Taio - Cogolo", compatibilmente con le attività descritte è previsto il collegamento in d.t. tra Cogolo e Ossana.

Contestualmente verranno adeguati alla portata dei nuovi collegamenti tutti gli elementi di impianto della Stazione annessa alla C.le Edison di Sonico.

**Stato di avanzamento:** Ai sensi della L. 239/04, sono state completate lato Lombardia tutti gli iter autorizzativi, in attesa di autorizzazione dell'intervento 132 kV "Temù - Passo Tonale" per la parte ricadente nella Provincia Autonoma di Trento.

#### **Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2)**

**anno: 2012**

**Disegno: Valtellina - Fase A2**

Nei termini stabiliti e con le modalità definite nell'Accordo di Programma (AdP) sottoscritto presso il Ministero dello Sviluppo Economico - l'allora Ministero delle Attività Produttive - in data 24 giugno 2003, in correlazione alla realizzazione della linea in doppia terna a 380 kV "San Fiorano - Robbia", sono in corso le attività della cosiddetta "Fase A2" di razionalizzazione dei sistemi elettrici che interessano il territorio dell'Alta Valtellina.

In tale fase si prevede la trasformazione in cavo interrato di linee a 132 kV presenti nell'area, la realizzazione di alcune varianti di raccordo e la realizzazione di alcune stazioni sul livello 132 kV secondo le attività qui di seguito descritte:

- realizzazione di una direttrice in cavo interrato a 132 kV che parte dalla stazione 132 kV di Grosotto e passa per Lovero, CP Villa di Tirano, C.S. Villa di Tirano e Stazzona;
- dismissione dalla RTN dei seguenti collegamenti aerei a 132 kV: la linea "CP Villa di Tirano - C.S.

Villa di Tirano", la linea "C.S. Villa di Tirano - Stazzona" e la doppia terna "Lovero - Grosotto" e "Stazzona - Lovero";

- trasformazione in cavo interrato della porzione della linea a 220 kV "Glorenza - Tirano/Cesano" compresa tra Bagni di Bormio e Piazza; interrimento della linea aerea di interconnessione a 132 kV "Campocologno (CH) - Villa di Tirano" (quest'ultimo intervento è stato ultimato in data 20 Novembre 2009);
- realizzazione di una nuova stazione a 132 kV presso Lovero, da collegare in entra-esce alla linea 132 kV "Grosotto - CP Villa di Tirano" e predisposta anche per la connessione dei due gruppi della centrale idroelettrica omonima;
- realizzazione di una nuova stazione a 132 kV presso Stazzona, da collegare in entra-esce alla linea a 132 kV "Ric. Nord - C.S. Villa di Tirano - Stazzona all. (Belviso)" e predisposta anche per la connessione dei due gruppi della centrale idroelettrica omonima.

**Stato di avanzamento:** Gli interventi, ricadenti tra le attività propedeutiche all'Accordo di Programma sottoscritto il 24 giugno 2003, sono stati autorizzati dal MiSE, ai sensi della legge 239/04, con decreti rispettivamente del 11 Febbraio 2008, 26 Febbraio 2008, 9 Aprile 2008 e 18 Aprile 2008.

#### **Stazione 380 kV Baggio (MI)**

**anno: 2012**

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Baggio, è in programma l'adeguamento completo dell'impianto mediante sostituzione delle apparecchiature con altre opportunamente dimensionate.

#### **Stazione 380 kV Bovisio (MI)**

**anno: 2012**

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Bovisio, è in programma l'adeguamento completo dell'impianto mediante sostituzione delle apparecchiature con altre opportunamente dimensionate.

#### **Stazione 380 kV Brugherio (MI)**

**anno: 2015**

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Brugherio, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate.

### **Stazione 380 kV Caorso (PC)**

**anno: 2012**

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Caorso, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate.

### **Stazione 380 kV Chiari (BS)**

**anno: 2012**

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Chiari, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate.

### **Stazione 380 kV Ospiate (MI)**

**anno: 2012**

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Ospiate, è in programma l'adeguamento completo dell'impianto mediante sostituzione delle apparecchiature con altre opportunamente dimensionate.

### **Stazione 380 kV Ostiglia (MN)**

**anno: 2012**

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Ostiglia, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate.

### **Stazione 380 kV Pian Camuno (BG)**

**anno: 2012**

Per garantire la sicurezza e continuità di alimentazione dei carichi locali è prevista l'installazione di un'ulteriore trasformazione 380/132 kV e la predisposizione della sezione a 132 kV per l'esercizio su tre sistemi di sbarre separati.

Contestualmente sarà investigata la possibilità di rimuovere la limitazione in corrente sul collegamento a 132 kV "Pian Camuno – Casnigo der. Radicifil" ed il superamento dell'attuale schema di connessione dell'Utente Radicifil prevedendo un collegamento in antenna all'impianto di Casnigo.

### **Stazione 380 kV Tavazzano (LO)**

**anno: 2010**

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Tavazzano, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate.

### **Stazione 380 kV Turbigo (MI)**

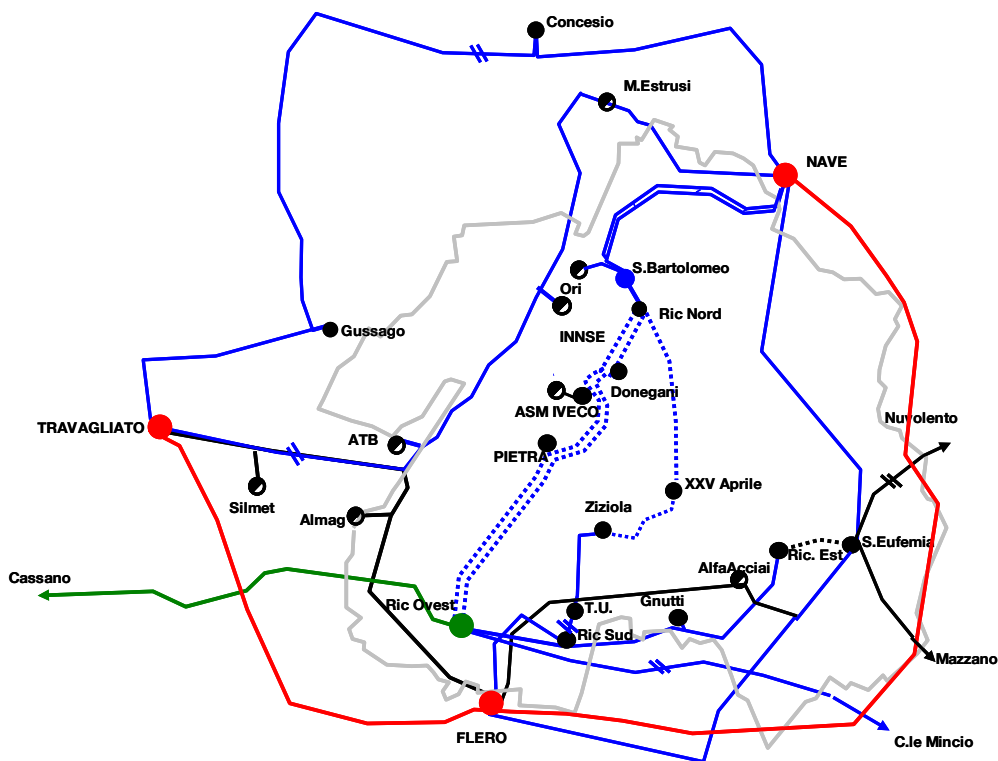
**anno: 2015**

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Turbigo, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate.

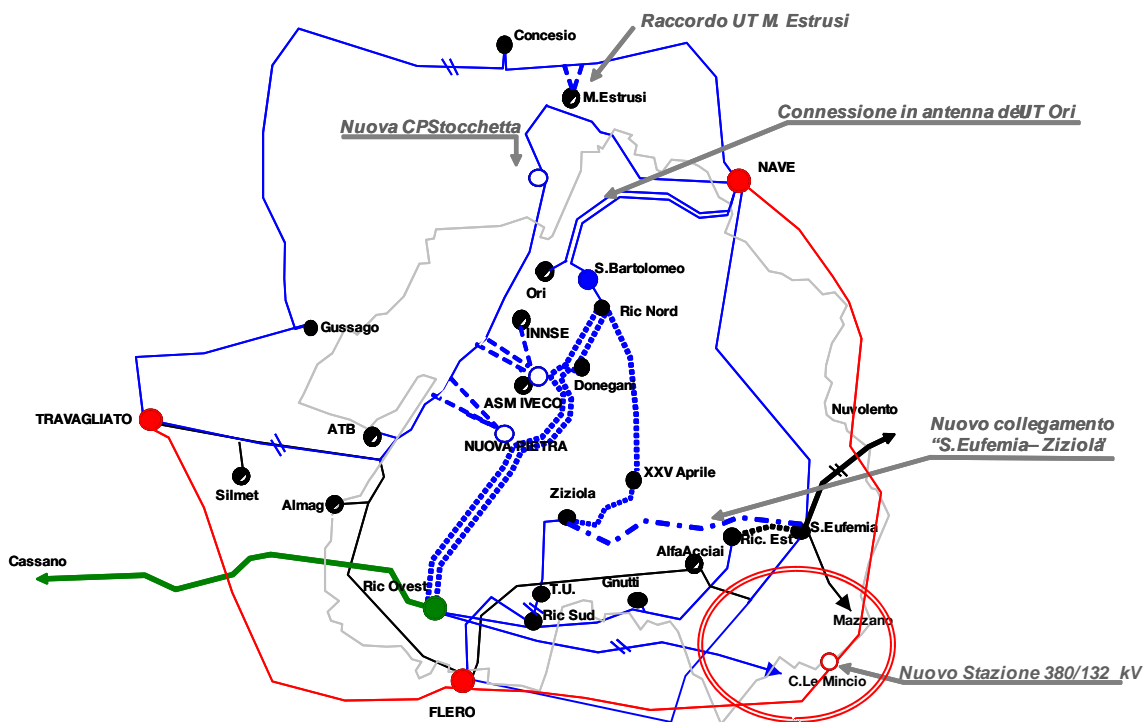


Razionalizzazione rete di Brescia

Assetto iniziale

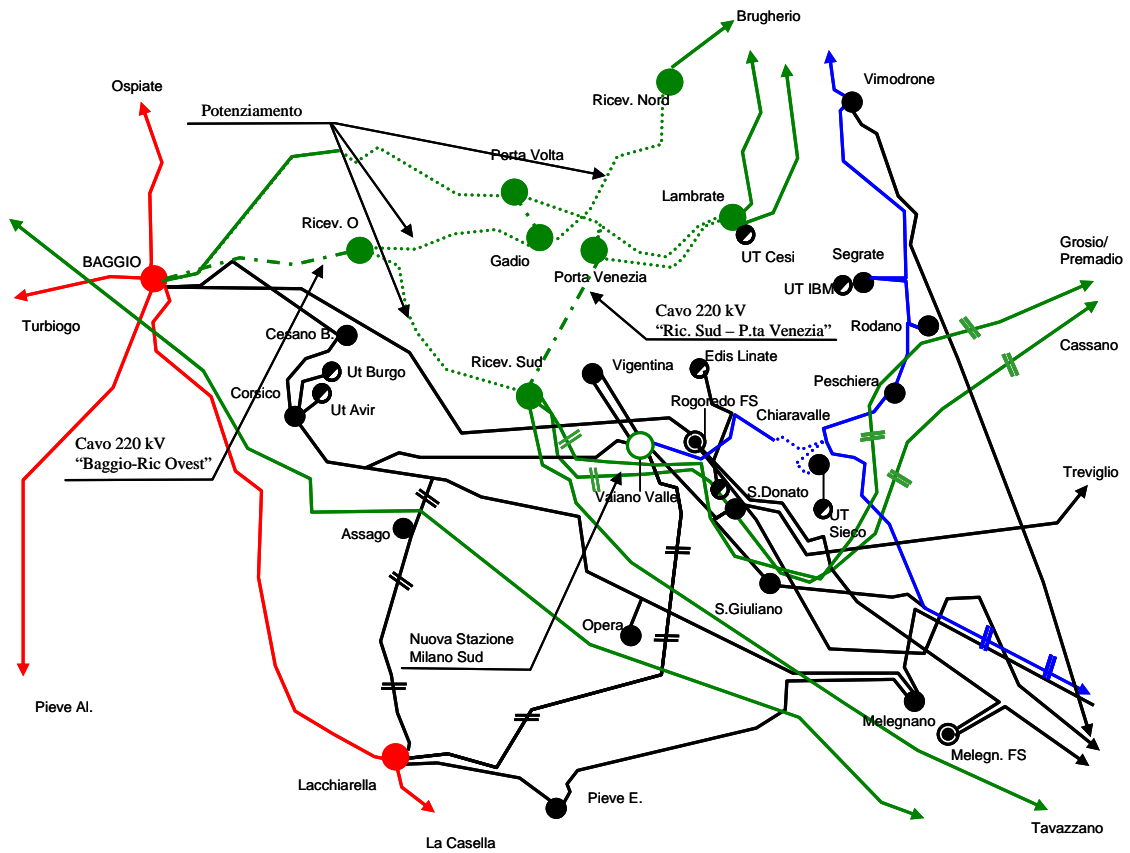


Assetto finale

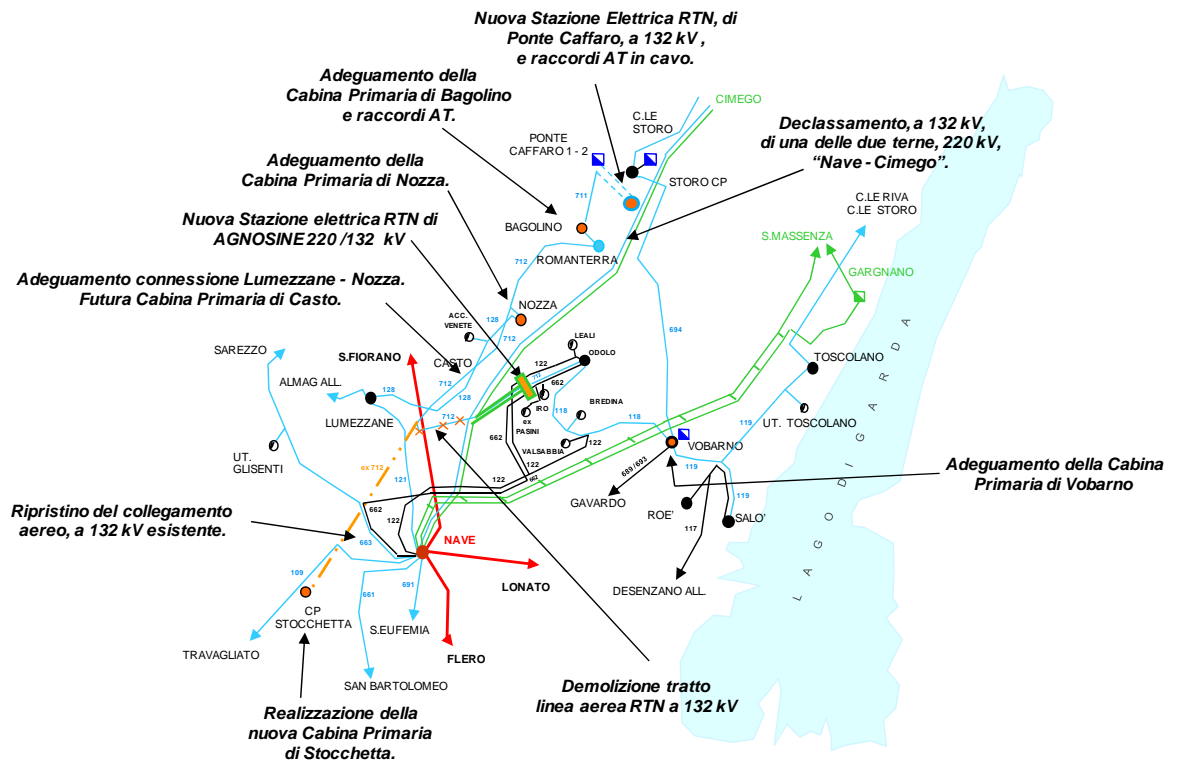


## Razionalizzazione 220 kV di Milano

Lavori programmati

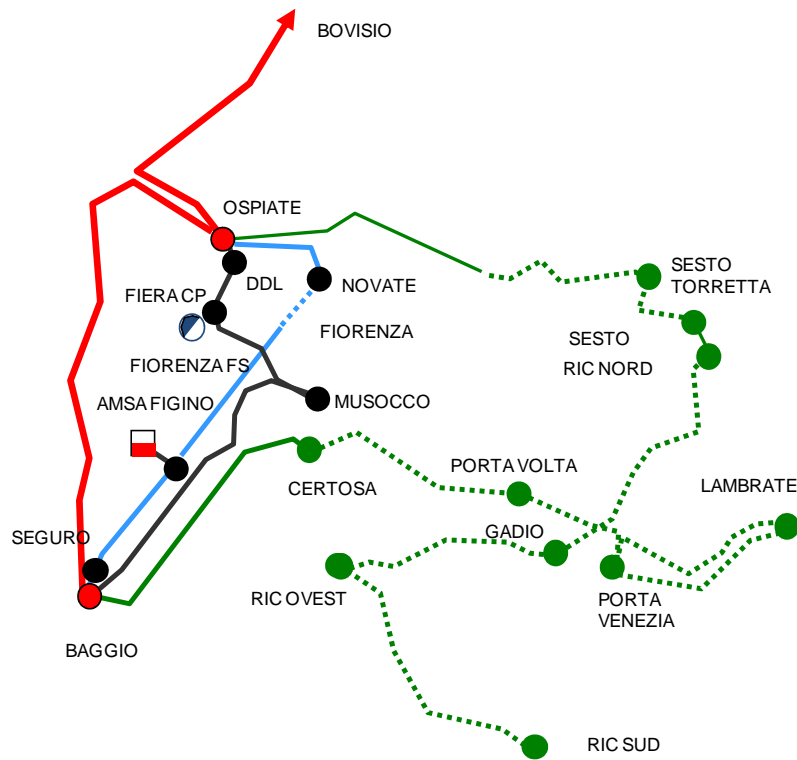


## Razionalizzazione Valle Sabbia

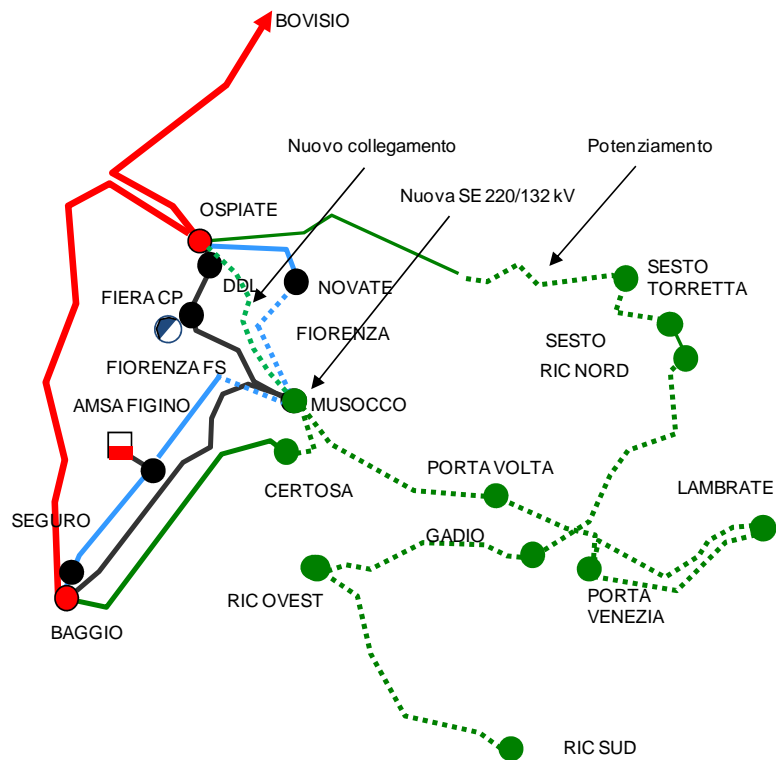


## SE 220 kV di Musocco

Assetto iniziale

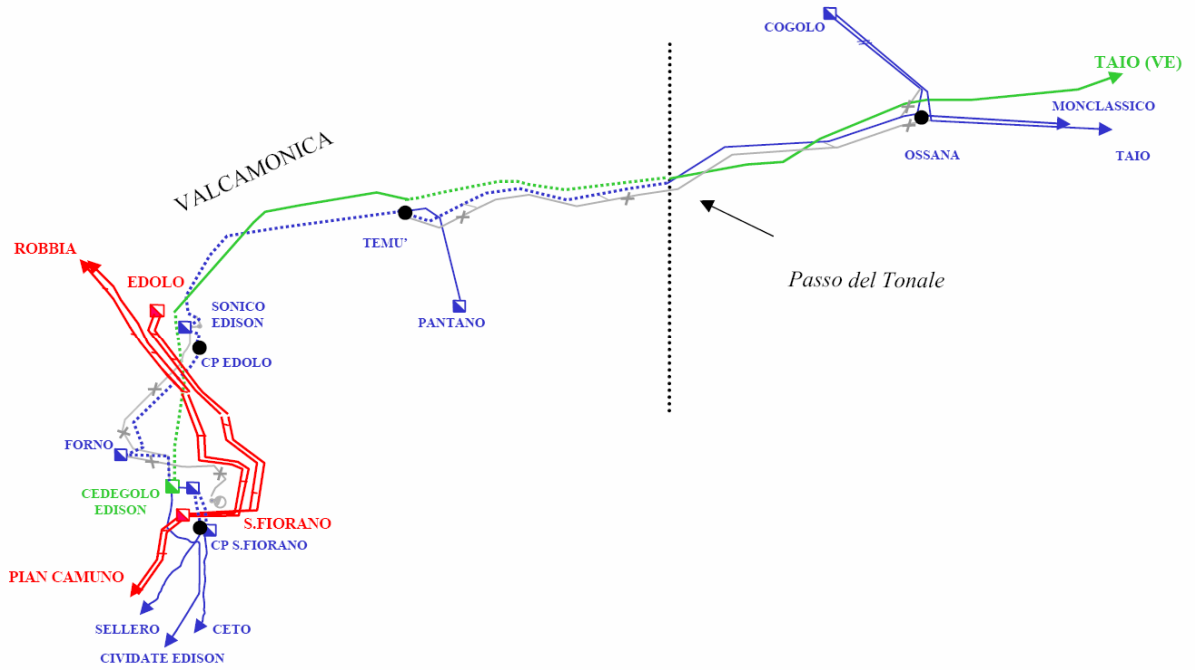


Assetto finale



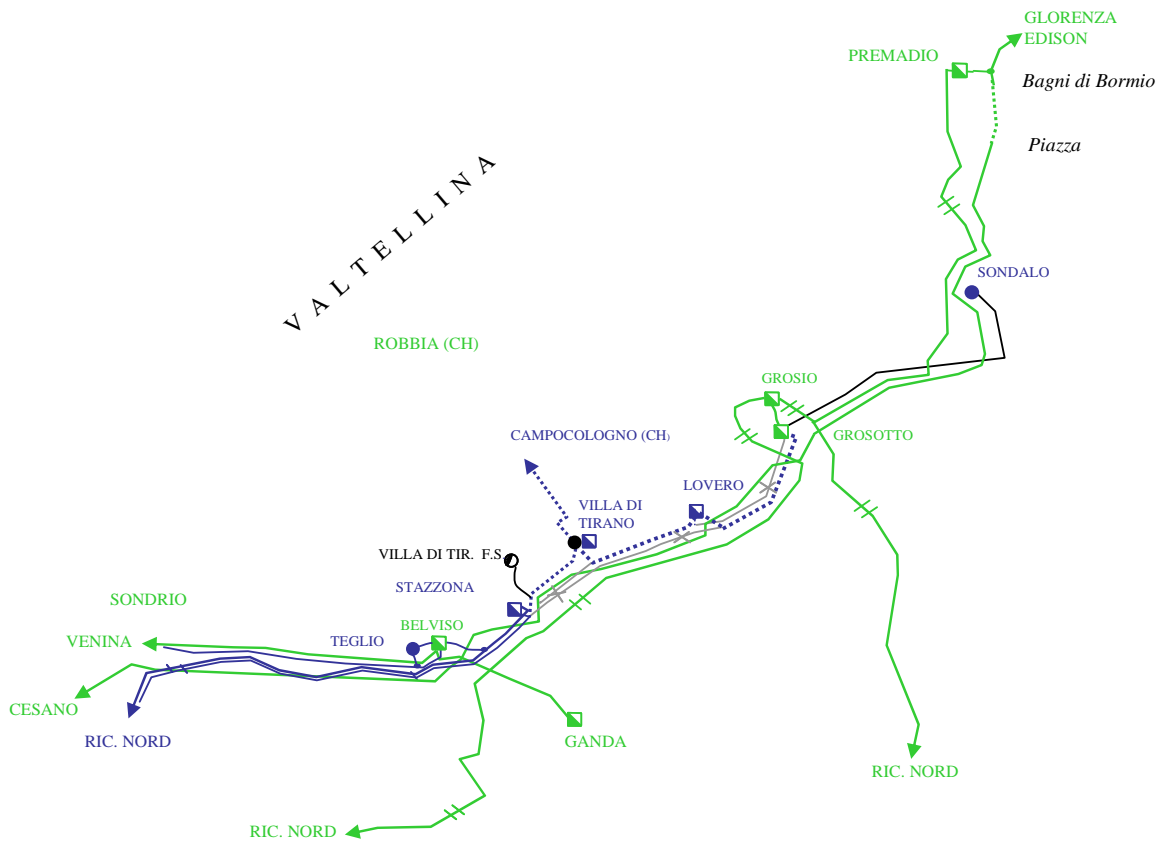
### Valcamonica – Fase A1

Lavori programmati



### Valtellina – Fase A2

Lavori programmati



### 4.3 Area Nord Est



---

#### Interventi previsti

---

##### **Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia-Austria** **anno: lungo termine**

Al fine di incrementare la capacità di interconnessione con l’Austria, verrà realizzata la nuova linea 380 kV che collegherà la direttrice RTN “Udine Ovest - Sandrigo” al nodo a 380 kV di Lienz, in Austria.

L’intervento, per la rilevanza strategica che riveste, è stato inserito con Decisione 1364/2006/CE tra i progetti di interesse comune individuati nell’ambito del programma comunitario “Reti trans europee” (TEN-E).

Potranno altresì essere definiti opportuni interventi di razionalizzazione nell’area al fine di combinare le esigenze di sviluppo della rete con quelle di salvaguardia del territorio.

##### **Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia – Slovenia**

**anno: lungo termine**

Gli studi di rete e le esperienze di esercizio hanno dimostrato l’opportunità di realizzare una nuova linea di interconnessione a 380 kV tra Italia e Slovenia, per aumentare l’import in sicurezza dalla frontiera Nord-Orientale. L’intervento che prevede la realizzazione di un nuovo collegamento tra le stazioni di Udine Ovest ed Okroglo (SLO), consentirà, inoltre, di rimuovere le attuali limitazioni di esercizio della linea a 380 kV “Redipuglia-Divaca”.

Sono stati effettuati studi di razionalizzazione degli impianti 132 kV che insistono nell’area di Udine, i cui benefici in termini di salvaguardia del territorio

potranno essere combinati con le esigenze di sviluppo della rete.

L’intervento è stato oggetto di studio congiunto tra il gestore di rete sloveno (ELES) e Terna in base all’accordo firmato il 2 febbraio 2004 dalle due società; per l’importanza strategica che riveste, è stato inserito, con la decisione 1364/2006/CE tra i Progetti di Interesse Comune individuati nell’ambito del programma comunitario “Reti transeuropee nel settore dell’Energia Elettrica (TEN E)”.

##### **Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto**

**anno: 2014**

*Disegno: Trasversale in Veneto*

È in programma la realizzazione di un collegamento trasversale a 380 kV tra le direttrici RTN “Sandrigo - Cordignano” e “Venezia Nord - Salgareda”, che consentirà di rafforzare la rete 380 kV del Triveneto, aumentando la sicurezza e continuità di alimentazione dei carichi ed ottenendo contestualmente una riduzione delle perdite di trasporto.

L’intervento risulta particolarmente importante ed urgente in relazione alle attuali difficoltà di esercizio ed ai livelli non ottimali di qualità del servizio sul sistema di trasmissione primario nell’area in questione, interessato da elevati transiti di potenza e caratterizzato da una insufficiente magliatura di rete, con numerose stazioni inserite su collegamenti relativamente lunghi.

Sono in corso di perfezionamento, di concerto con la Regione Veneto, studi di possibili alternative di progetto che percorrono preferenzialmente tracciati di elettrodotti esistenti e/o si affiancano ad

altre infrastrutture presenti sul territorio, in accordo alla Deliberazione n. 914 del 06/04/2004 della Regione Veneto relativa all'intervento in oggetto. In particolare è stata investigata la possibilità di riutilizzo della porzione sud del tracciato della esistente linea a 220 kV "Soverzene - Scorzé" e il raccordo della porzione Nord della stessa su una nuova stazione AAT/AT di Volpago (TV), collegata in entra-esce alla direttrice a 380 kV "Sandrigo - Cordignano".

Una volta completato il nuovo collegamento potranno essere realizzati gli interventi di razionalizzazione della locale rete AT finalizzati a ridurre l'impatto della rete elettrica sul territorio regionale, nel rispetto degli obiettivi di continuità, affidabilità, sicurezza e minor costo del servizio elettrico.

**Stato di avanzamento dell'opera:** In data 21 Luglio 2008 è stato avviato l'iter autorizzativo alla costruzione ed esercizio della stazione 380 kV di Volpago (TV). In data 28 luglio 2008 è stato firmato con il Parco del Sile (TV) il Protocollo di Intesa per la localizzazione delle fasce di fattibilità della Trasversale Veneta.

#### **Elettrodotto 380 kV "Udine Ovest (UD) – Redipuglia (GO)"**

**anno: 2012<sup>8</sup>**

Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio del sistema di trasmissione primario nell'estremo Nord Est del Paese e ridurre alcuni vincoli sulla produzione locale (Monfalcone, Torviscosa) e sulla importazione dai Paesi dell'Est Europa, è necessario rinforzare la rete afferente la stazione a 380 kV di Redipuglia, su cui converge la potenza importata dalla Slovenia e la produzione delle centrali presenti nell'area.

La rete a 380 kV del Friuli Venezia Giulia sarà pertanto potenziata con la realizzazione di un elettrodotto in doppia terna a 380 kV tra le stazioni di Udine Ovest e Redipuglia, sfruttando in gran parte l'esistente collegamento a 220 kV "Redipuglia – Udine NE – der. Safau".

In stretta correlazione con il nuovo elettrodotto, è prevista la realizzazione di una nuova stazione elettrica 380 kV denominata "Udine Sud", alla quale sarà collegato in entra-esce il futuro elettrodotto in doppia terna a 380 kV tra Udine Ovest e Redipuglia; presso la stessa sarà attestato mediante un breve raccordo l'esistente collegamento 220 kV "Redipuglia – Udine NE – der. Safau", rendendo così possibile la demolizione della linea 220 kV "Redipuglia – Udine NE – der. Safau" nel tratto

compreso tra Udine Sud e Redipuglia. Sempre presso la nuova stazione Udine Sud sarà installata una trasformazione dedicata e realizzato un collegamento per l'utente Safau, consentendo così di ridurre l'impegno sulla direttrice 220 kV tra la SE Udine Sud e l'impianto di Somplago (UD).

È inoltre previsto un piano di razionalizzazione della rete nell'area compresa tra le province di Udine e Gorizia, finalizzato a ridurre l'impatto delle infrastrutture elettriche sul territorio regionale interessato dall'opera. Il riassetto della rete in programma renderà infatti possibile la demolizione di un considerevole numero di km di linee aeree con evidenti benefici ambientali, pur nel rispetto degli obiettivi di continuità, affidabilità, sicurezza e minor costo del servizio elettrico.

**Stato di avanzamento:** In data 28 Dicembre 2007 è stata deliberata dalla Giunta Regionale l'atto di intesa Terna - Regione sull'elettrodotto Redipuglia Udine Ovest.

È stato avviato, ai sensi della L.239/04, l'iter autorizzativo alla costruzione ed esercizio dell'opera in data 13 Novembre 2008.

#### **Elettrodotto 132 kV "Castelfranco – Castelfranco Sud" (TV)**

**anno: 2014**

Contestualmente alla realizzazione della nuova SE 132 kV denominata Castelfranco Sud, saranno rimosse le attuali derivazioni rigide lungo la direttrice "Castelfranco – der. Castelfranco – der. Tombolo – C.Sampiero" e ricostruito il tratto di linea compreso tra la CP Castelfranco e la nuova CP Castelfranco Sud con conduttore di portata adeguata.

#### **Elettrodotto 132 kV "Redipuglia – Randaccio"**

**anno: 2014/2015**

Il collegamento a 132 kV "Redipuglia – Randaccio" presenta una limitata capacità di trasporto e comporta rischi di riduzione della affidabilità della rete e della qualità del servizio. Il citato elettrodotto sarà pertanto ricostruito e potenziato.

#### **Elettrodotto 132 kV "Arco - Riva - Storo" (TN)**

**anno: 2010**

La locale rete di trasmissione a 132 kV, specie nei periodi di elevata produzione idroelettrica delle centrali del Trentino Alto Adige, è sottoposta a transiti in potenza al limite della capacità di trasporto dei collegamenti.

Al fine di incrementare la capacità di trasporto degli impianti di trasmissione più critici e nel contempo soddisfare le esigenze di alimentazione in piena

<sup>8</sup> Data condizionata all'ottenimento delle autorizzazioni entro il 2010.

sicurezza dei carichi, saranno ricostruiti e potenziati i collegamenti 132 kV "Riva - Arco" e il tratto compreso tra Riva e la derivazione rigida per la CP Toscolano (BS) della linea a 132 kV "Riva - Storo - der. Toscolano".

#### **Elettrodotto 132 kV "Brunico Hydros - Brunico CP" (BZ)**

**anno: 2012**

Al fine di incrementare la sicurezza e continuità del servizio elettrico nell'area, verrà realizzato un breve collegamento aereo a 132 kV tra la stazione 132 kV di Brunico di proprietà Hydros e la CP Brunico di proprietà ENEL Distribuzione.

**Stato di avanzamento:** In data 24 Agosto 2009 è stato avviato l'iter autorizzativo per il collegamento 132 kV "Brunico Hydros - Brunico CP".

#### **Elettrodotto 132 kV "Desedan - Forno di Zoldo" (BL)**

**anno: 2014**

Il collegamento 132 kV "Desedan - Forno di Zoldo", che parte della direttrice che collega l'area di produzione dell'alto bellunese con la stazione di smistamento di Polpet (BL), presenta una limitata capacità di trasporto, e comporta rischi di riduzione dell'affidabilità di rete e della qualità del servizio. Il citato elettrodotto sarà pertanto ricostruito e potenziato Contestualmente presso la CP Forno di Zoldo verrà installato un interruttore sulla linea per Calalzo attualmente equipaggiata con un solo sezionatore.

L'intervento consentirà di ridurre i rischi di perdita di produzione e disalimentazione di utenza.

#### **Elettrodotto 132 kV "Palmanova (UD) - Vittorio Veneto (TV)"**

**anno: 2015**

I collegamenti che costituiscono la direttrice a 132 kV tra la CP di Palmanova (UD) e la CP Vittorio Veneto (TV) risultano scarsamente affidabili e con limitata capacità. I tratti della suddetta direttrice (linea "Palmanova - Stradalta der. Bipan", linea "Codroipo - Stradalta", linea "Codroipo - Zoppola der. Cart. Portonogaro", linea "Cordenons - Zoppola", linea "Cordenons - Villa Rinaldi", linea "Porcia - Villa Rinaldi", linea "Porcia - Vittorio Veneto der. Castelletto") saranno pertanto ricostruiti e potenziati.

Contestualmente, ove possibile, verranno superati gli attuali schemi di collegamento in derivazione rigida delle utenze, che costituiscono un vincolo per le attività di esercizio e manutenzione della rete di trasporto nazionale.

L'opera è parzialmente inclusa nell'intervento "Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone (PN)".

#### **Elettrodotto 132 kV "Prati di Vizze (BZ) - Steinach (AT)"**

**anno: 2011**

Al fine di aumentare la capacità di scambio di energia elettrica tra Italia ed Austria, sarà realizzato un collegamento a 132 kV con la Regione austriaca del Tirolo attraverso il valico del Brennero.

Il collegamento a 132 kV su lato italiano verrà realizzato mediante sfruttamento del tracciato dell'elettrodotto "Prati di Vizze - Brennero", attualmente esercito in media tensione.

A fronte anche dell'entrata in servizio della nuova c.le idroelettrica ENERPASS di Moso in Passiria, e l'import sulla futura linea "Prati di Vizze - Steinach" - sarà potenziata la magliatura della rete prevedendo uno smistamento in prossimità dell'impianto Hydros di Marleno e la realizzazione di due brevi raccordi in entra esce alla linea 132 kV "Castelbello - Bolzano all." all'impianto Edison di Marleno.

**Stato di avanzamento:** La richiesta di autorizzazione per la linea da Prati di Vizze al Brennero è stata avviata il 10 Novembre 2003, mentre in data 13 ottobre 2003 era stato richiesto l'inserimento della modifica del piano urbanistico comunale per l'interramento del tratto in ingresso alla cabina di Prati di Vizze.

#### **Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone (PN)**

**anno: da definire**

**Disegno:** Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone

Al fine di aumentare l'affidabilità e la sicurezza dell'area compresa tra gli impianti 220 kV di Salgareda (VE) e Somplago (UD) è prevista la realizzazione di una nuova sezione 380 kV presso l'esistente impianto 220/132 kV di Pordenone; il nuovo impianto sarà inserito in entra-esce alla linea 380 kV "Udine Ovst - Cordignano", mediante due brevi raccordi.

Contestualmente, considerate le limitazioni esistenti sulla rete a 132 kV compresa tra i nodi di trasformazione di Cordignano (TV) e Pordenone e le esigenze di sviluppo del distributore locale è stato studiato un nuovo assetto della rete AT finalizzato ad incrementare la sicurezza e qualità del servizio nell'area.

Il nuovo assetto di rete inoltre, prevedendo l'utilizzo di porzioni di rete ed il potenziamento di altri esistenti apporterà un significativo miglioramento anche ambientale.

## Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova

anno: 2011/2013

Disegno: Razionalizzazione fra Venezia e Padova

Al fine di migliorare l'esercizio in sicurezza della rete veneta, anche in relazione all'esistenti centrali che gravitano nell'area, verrà realizzato un nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni di Dolo (VE) e Camin (PD). Il nuovo collegamento sfrutterà porzioni di linee già esistenti mentre altri elementi di rete a 220 e 132 kV saranno oggetto di un piano di riassetto associando così alle esigenze di sviluppo della rete elettrica quelle di salvaguardia del territorio.

Contestualmente è stata studiata un'ampia razionalizzazione della rete AAT/AT correlata al su citato nuovo collegamento tra Venezia e Padova finalizzato a migliorare la sicurezza, la flessibilità e l'economicità di esercizio della rete interessata dal trasporto delle produzioni dei poli di Marghera e Fusina.

L'intervento - studiato congiuntamente al piano di realizzazione delle opere del Progetto Integrato Fusina approvato con DGR 07.08.2006, nr. 2531 e successive modifiche – prevede nel suo complesso la realizzazione di un nuovo sistema a 380 kV per la raccolta e lo smistamento della produzione locale e il potenziamento della rete a 380 kV tra le stazioni di Dolo (VE) e Camin (PD) al fine di incrementare la sicurezza di alimentazione dei carichi e favorire lo scambio di energia tra le aree Est e Ovest ottenendo contestualmente una riduzione delle perdite di trasmissione.

L'opera può essere suddivisa in tre aree di intervento denominate: Area di intervento Dolo – Camin, Area di intervento Malcontenta/Fusina 2 e Area di intervento Mirano.

“Area di intervento Dolo – Camin”: prevede il raddoppio dell'attuale collegamento a 380 kV “Dolo – Camin”, che consentirà di incrementare la sicurezza e qualità del servizio di alimentazione nell'area di carico di Padova; in correlazione con tale elettrodotto verranno realizzati alcuni interventi di razionalizzazione dell'area a cavallo delle province di Padova e Venezia.

“Area di intervento Malcontenta/Fusina 2”: gli interventi previsti nell' “Area di intervento Malcontenta/Fusina 2” prevedono la definizione di un nuovo assetto rete per il polo di produzione Fusina/Marghera. Le centrali elettriche di Fusina sono attualmente collegate mediante un unico collegamento in antenna alla stazione elettrica di Dolo; tale configurazione non garantisce la necessaria ridondanza della rete infatti il fuori servizio di tale collegamento priva il sistema elettrico nazionale dell'intera produzione di Fusina

con riflessi negativi sia in termini di copertura del fabbisogno sia in termini di regolazione delle tensioni nell'area.

L'attività in programma prevede il riclassamento e interrimento a 380 kV di alcune linee esistenti a 220 kV con conseguente eliminazione di un considerevole numero di km di elettrodotti e la realizzazione di due nuove stazioni: una 380/132 kV Fusina 2 e l'altra 380/220 kV in prossimità dell'esistente impianto di Malcontenta.

L'intervento consentirà anche di rimuovere gli esistenti vincoli sulla rete 220 kV nell'area di Marghera, alla quale sono direttamente connessi diversi impianti industriali, incrementando così la sicurezza e affidabilità di alimentazione degli stessi e diminuendo la probabilità di energia non fornita. In particolare è previsto la ricostruzione e l'interrimento del collegamento tra Stazione IV e Stazione V, la realizzazione di una nuova stazione elettrica della RTN in prossimità dell'Utente Alcoa e della centrale Marghera Levante, con successiva richiusura in classe 220 kV sul nuovo nodo di Malcontenta.

Alla nuova stazione di Fusina 2 saranno connessi i gruppi di produzione di Fusina e alcuni gruppi del polo di produzione di Marghera attraverso una trasformazione dedicata, sarà inoltre installata una nuova trasformazione AAT/AT per collegare l'afferente rete a 132 kV incrementando così la sicurezza e affidabilità dell'alimentazione della laguna mediante la realizzazione di due collegamenti in cavo marino “Fusina – Sacca Fisola” e “Cavallino – Sacca Serenella”.

La stazione 380/220 kV Malcontenta avrà la funzione di smistare la produzione proveniente dall'area di Marghera verso i nodi di carico di Dolo, Scorzé e Dugale; inoltre da un nodo di transizione ubicato fra la statale Romea e l'area Malcontenta sarà intercettato l'esistente collegamento 380 kV “Dolo – Fusina”, garantendo così la connessione diretta “Fusina2 – Dolo” verso il nodo elettrico di Dolo.

“Area di intervento Mirano”: A seguito della demolizione delle linee a 220 kV in uscita da Malcontenta verso l'area di Padova, per garantire l'evacuazione della potenza prodotta nell'area di Marghera verrà realizzato un nuovo elettrodotto a 380 kV tra Malcontenta ed una nuova stazione elettrica ubicata in Comune di Mirano alla quale sarà raccordata la doppia terna “Dolo - Venezia Nord”; sarà così possibile smistare con adeguati margini di flessibilità la produzione dell'intero polo di produzione Fusina/Marghera verso i nodi elettrici di Dolo e Venezia Nord; alla nuova SE di Mirano sarà inoltre collegata la linea 220 kV verso Dugale e la linea 132 kV per Camposampiero.



**Stato di avanzamento:** In data 31 marzo 2008 è stato firmato il Protocollo di Intesa (Accordo Moranzani) con il Presidente Regione Veneto per le opere: Fusina-Malcontenta-Dolo-Camin, Mirano-Malcontenta, Riassetto Area Marghera.

In data 16 Marzo 2009 è stato avviato l'iter autorizzativo ai sensi della L 239/04 per la nuova direttrice in cavo interrato AT a 220 kV "Stazione IV-Stazione V ALCOA e nuova SE 220 kV "Marghera Stazione V".

In data 6 agosto 2009, sono stati autorizzati alla costruzione ed esercizio i collegamenti in cavo "Fusina - Sacca Fisola", "Cavallino - Sacca Serenella".

In data 7 dicembre 2009 il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha espresso parere favorevole di compatibilità ambientale.

### Razionalizzazione 220 kV Area a Nord Ovest di Padova

**anno: lungo termine**

È stata verificata la possibilità di una razionalizzazione a Nord Ovest di Padova che, sfruttando anche lo sviluppo previsto da ENEL Distribuzione, apporterà, oltre a migliori prestazioni elettriche, un significativo beneficio ambientale. Ciò consentirà di far fronte anche alla costante crescita dei carichi che si è registrata negli ultimi anni nel padovano, prevedendo in particolare la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione. La nuova stazione, sarà collegata in entra-esce alla linea a 220 kV "Dugale - Marghera Stazione 1", mentre la sezione a 132 kV sarà opportunamente raccordata alla locale rete AT.

**Stato di avanzamento:** Opera inserita nella deliberazione n. 181 della Giunta Regionale della Regione Veneto del 30 gennaio 2007, con la quale la Regione ha approvato un accordo di programma tra Regione Veneto e società Terna SpA.

### Razionalizzazione 220 kV Bussolengo (VR)

**anno: 2010**

Gli interventi di razionalizzazione nell'area di Bussolengo (VR) sono mirati a garantire la sicurezza di alimentazione dei carichi e a migliorare la flessibilità di esercizio della rete.

Presso la suddetta stazione si provvederà alla sostituzione e potenziamento delle trasformazioni e al contestuale adeguamento della sezione 132 kV e, parzialmente, della sezione 220 kV (quest'ultima verrà ricostruita preservando comunque gli spazi per il futuro sviluppo della rete del sistema elettrico in Val d'Adige).

Al termine dei lavori di riassetto della rete AT in programma, si attesteranno sulla nuova sezione 132 kV di Bussolengo S.S. le seguenti direttrici:

- "Bussolengo S.S. - Chievo CP - Chievo - Verona Ric. Sud" ottenuta grazie alla realizzazione del nuovo collegamento "Chievo - Verona Ric. Sud" completato nel 2008;
- "Bussolengo S.S. - Garda - Rivoli - Lizzana"; "Bussolengo S.S., Bussolengo CP, Bussolengo MA, Sega";
- "Mincio - Castelnuovo - Pozzolengo".

Nell'ambito sempre della razionalizzazione della rete nell'area di Verona saranno attestate sulla sezione 220 kV di Bussolengo le linee provenienti da Ala e Ferrara.

**Stato di avanzamento:** in data 19 giugno 2009 è stato avviato l'iter autorizzativo.

In data 18 febbraio 2009 sono stati autorizzati i due nuovi collegamenti "Dugale - Verona B.M." e "Bussolengo S.S. - Riva Acciaio".

### Razionalizzazione 220 kV Monfalcone (GO)

**anno: 2012**

Al fine di limitare l'impatto sul territorio degli impianti nell'area compresa tra la provincia di Gorizia e Trieste, raggiungere una notevole semplificazione dello schema e migliorare le condizioni di esercizio della rete a 220/132 kV nell'area, sono in programma i lavori di seguito descritti:

- Monfalcone Z.I.: è prevista la dismissione della stazione 220 kV Monfalcone Z.I. e l'eliminazione della derivazione rigida sulla linea a 220 kV "Redipuglia - Padriciano" collegata al suddetto smistamento e saranno messe in continuità le linee a 220 kV "C.le Monfalcone - Monfalcone Z.I." e "Monfalcone Z.I. - Redipuglia"; a completamento degli interventi programmati, la sezione a 220 kV della centrale di Monfalcone risulterà collegata in entra-esce lungo la direttrice a 220 kV "Padriciano - Redipuglia" mediante i due collegamenti "C.le Monfalcone - Padriciano" e "C.le Monfalcone - Redipuglia". Inoltre, al fine di mantenere una equivalente continuità di produzione dei gruppi 220 kV della centrale di Monfalcone, sarà potenziata la linea a 220 kV "Monfalcone - Padriciano". Al termine di tale attività si potrà procedere allo smantellamento della stazione di Monfalcone Z.I.
- Randaccio/Opicina: attualmente la CP Randaccio risulta connessa in antenna alla stazione di Redipuglia mediante il collegamento a 132 kV

“Redipuglia – Randaccio – der. Cartiere Burgo”, non essendo possibile utilizzare come seconda alimentazione la linea di trasmissione a 132 kV “Randaccio - Opicina” lunga oltre 20 km, di portata limitata e ridotta affidabilità. Pertanto, al fine di combinare le esigenze di mantenimento di adeguati standard di qualità del servizio della RTN con l’opportunità di ottenere notevoli benefici in termini ambientali e paesaggistici, sarà realizzato un nuovo breve elettrodotto a 132 kV “Randaccio - Lisert” e sarà demolita la linea di trasmissione “Randaccio - Opicina”, contestualmente verrà superata l’attuale schema di collegamento in derivazione rigida dell’utente Cart. Burgo, che costituisce un vincolo per le attività di esercizio e manutenzione della rete di trasporto nazionale, prevedendo l’entra esce della citata linea su una nuova stazione..

**Stato di avanzamento:** In data 22 Giugno 2007, con delibera di Giunta regionale n. 1486, è stata pronunciata la compatibilità ambientale del progetto inerente il potenziamento della linea “Monfalcone-Padriciano”. In data 5 febbraio 2009 è stata riavviata la procedura autorizzativa per la realizzazione della linea 132 kV “Lisert-Cartiera Burgo-Randaccio”.

#### **Razionalizzazione rete AT nell’area di S. Massenza (TN)**

**anno: 2010**

**Disegno: Razionalizzazione rete S. Massenza (TN)**

In considerazione alla necessità di garantire la sicurezza di esercizio e la continuità del servizio di trasmissione e garantire uno sviluppo coerente e sinergico della rete AT della società di distribuzione SET è prevista la realizzazione di una direttrice a 132 kV tra le stazioni di Nave e Arco (TN). La direttrice sarà ottenuta mediante declassamento a 132 kV di una delle due terne 220 kV attualmente ammassate “S. Massenza–Cimego” e “Cimego–Nave”; recuperando le suddette terne declassate a 132 kV e prevedendo i necessari raccordi e la realizzazione di una sezione 132 kV presso la SE di S. Massenza, si potrà ottenere la seguente direttrice a 132 kV: “Nave – Storo”, “Storo- La Rocca”, “La Rocca - S. Massenza”, “S. Massenza – Drò” (linea esistente a 132 kV esercita a 65 kV) e “Drò – Arco”.

Alla nuova direttrice 132 kV sarà, inoltre, attestata la nuova CP Vezzano del Distributore locale. Per consentire i lavori presso l’impianto di S. Massenza sono state transitoriamente - sino al completamento dell’ampliamento della sezione 220 kV di S. Massenza - messe in continuità le linee “Taio – Torbole” e “Taio – Sandra”.

**Stato di avanzamento:** Nell’ambito del tavolo tecnico istituito con il Protocollo d’Intesa del 12 Maggio 2006 tra la Provincia Autonoma di Trento e Terna, è stato siglato di concerto con la società di distribuzione locale SET, in data 8 Agosto 2007 il Programma tecnico-operativo per il riassetto delle reti elettriche facenti capo all’area di S. Massenza (TN). In data 19 Dicembre 2008, con iter Provinciale, è stata inoltrata domanda di autorizzazione per i raccordi a 132 kV alla CP Vezzano.

#### **Razionalizzazione 132 kV Trento Sud (TN)**

**anno: lungo termine**

Al fine di aumentare la magliatura della rete a 132 kV e garantire un’adeguata riserva all’unico autotrasformatore presente presso la stazione 220/132 kV di Trento Sud, è stato previsto che la linea di trasmissione a 132 kV “Ora - der. S. Floriano - Mori” venga attestata in entra-esce alla suddetta stazione mediante la realizzazione di brevi raccordi a 132 kV. A fronte della richiesta della Provincia Autonoma di Trento di razionalizzare il complesso delle linee elettriche che insistono nell’area ad Est di Trento è stata studiata una soluzione che consente di coniugare il previsto intervento di sviluppo (ossia la realizzazione dell’entra-esce della stessa linea sulla stazione di Trento Sud) con le esigenze ambientali richieste dalla Provincia.

**Stato di avanzamento:** Con deliberazione provinciale 1756 del 20 Novembre 2009 la Provincia ha approvato il protocollo di “intesa tra Provincia Autonoma di Trento, TERNÀ SpA, i comuni di Trento, Pergine Valsugana e Civezzano e SET Distribuzione SpA per la razionalizzazione della rete elettrica a 132 kV facente capo alla stazione di Trento Sud e per la delocalizzazione / riclassamento della linea n. 290 Borgo Valsugana - Lavis a 220 kV nei comuni di Pergine Valsugana e Civezzano”.

#### **Stazione 380 kV in Provincia di Treviso**

**anno: lungo termine**

Le condizioni attuali di esercizio della rete 132 kV confermano l’esigenza di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV in provincia di Treviso, da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV “Sandrigo - Cordignano”; presso il nuovo impianto è prevista l’installazione di dispositivi, quali batterie di condensatori, necessari a garantire il miglioramento dei profili di tensione lungo tutta la dorsale 380 kV.

L’intervento ha tra le sue finalità quelle di evitare sovraccarichi in caso di fuori servizio di elementi della rete 132 kV, migliorare la qualità della tensione nell’area (caratterizzata da lunghe arterie di sezione limitata) e ridurre la necessità di potenziamento della locale rete 132 kV; a tal fine saranno anche ammassate fra loro le linee in

doppia terna “Istrana - Scorzè” e “Caerano - Scorzè”, in modo da realizzare un’arteria a 132 kV di adeguata capacità di trasporto.

Le criticità di rete ed il ritardo nel completamento dell’iter autorizzativo rende necessario anticipare il potenziamento della linea 132 kV “Scorzè – Campo San Piero” e la rimozione dei vincoli sulla direttrice Sandrigo – Tombolo.

**Stato di avanzamento:** *L’opera, ai fini dell’utilizzo della procedura prevista dalla “Legge Obiettivo è stata inserita tra quelli di “preminente interesse nazionale” contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001. In data 24 Marzo 2003 è stato avviato l’iter autorizzativo presso il Ministero Infrastrutture e Trasporti; nell’ottobre 2004, la commissione VIA della Regione ha chiesto l’assoggettamento dell’opera alla procedura VIA e conseguentemente la redazione dello Studio di Impatto Ambientale; lo stesso (presentato al pubblico in data 10 gennaio 2007) è nuovamente in fase di esame da parte della suddetta Commissione.*

#### **Stazione 380 kV Vicenza Industriale**

**anno: 2013**

Nell’area industriale di Vicenza, al fine di garantire un’adeguata alimentazione dei carichi e migliorare la qualità del servizio dell’area, è emersa l’esigenza di realizzare una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV, da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV “Sandrigo - Dugale” (possibilmente in posizione baricentrica rispetto ai carichi dell’area). La nuova stazione sarà raccordata alla rete a 132 kV presente nella zona.

**Stato di avanzamento:** *L’opera, ai fini dell’utilizzo della procedura prevista dalla “Legge Obiettivo è stata inserita tra quelli di “preminente interesse nazionale” contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001, con il nome di Stazione 380 kV Montecchio (VI).*

#### **Stazione 220 kV Oderzo (TV)**

**anno: 2010**

Presso la stazione RTN a 220 kV Oderzo, al fine di garantire l’alimentazione in sicurezza dei carichi locali, saranno potenziate due delle tre trasformazioni presenti nell’impianto attraverso l’installazione di due macchine da 63 MVA in sostituzione degli attuali TR da 40 MVA.

#### **Stazione 220 kV Polpet (BL)**

**anno: 2015**

*Disegno: Stazione 220 kV Polpet*

La stazione di smistamento 132 kV di Polpet è funzionale a raccogliere e smistare la potenza proveniente dalle centrali idroelettriche dell’alto

Bellunese verso il nodo di carico di Vellai. Per consentire il pieno sfruttamento di tale potenza, anche in condizioni di rete non integra, è prevista la realizzazione di una sezione 220 kV presso l’attuale stazione 132 kV di Polpet.

Tale sezione sarà raccordata all’attuale elettrodotto 220 kV “Soverzene – Lienz” realizzando i nuovi collegamenti 220 kV “Polpet – Lienz”, “Polpet – Vellai” e “Polpet – Scorzè”.

Contestualmente è stato studiato un riassetto della sottostante rete a 132 kV. Il progetto così come proposto è stato condiviso, mediante delibere, dai Comuni di Soverzene, Ponte nelle Alpi, Belluno e dalla Provincia.

#### **Stazione 220 kV Stazione 1 (VE)**

**anno: 2015**

Al fine di garantire l’alimentazione in sicurezza dei carichi locali sarà incrementata la potenza installata nella stazione 220 kV “Stazione 1” sostituendo i due attuali trasformatori a 220/132 kV da 67 MVA con altro di capacità maggiore.

Contestualmente, al fine di aumentare la sicurezza del servizio elettrico sarà superata l’attuale schema di connessione a tre estremi “Villabona – Stazione 1 - der.Azotati” prevedendo l’entra-esce della linea sulla sezione 132 kV della stazione 220 kV “Stazione 1”.

#### **Stazione 220 kV Udine N.E. (UD)**

**anno: 2014/2015**

La stazione 220/132 kV di Udine N.E. è inserita in entra-esce sulla direttrice “Somplago – Buia – der. ABS - Redipuglia” ed è interessata dai transiti di potenza provenienti dalla frontiera Slovena (attraverso il nodo di Redipuglia) e dalla produzione dell’impianto idroelettrico di Somplago (UD).

L’impianto è costituito attualmente da:

- una sezione 220 kV costituita da un sistema in semplice sbarra, con due stalli linea (Buia, Redipuglia) ed interconnessa con la sezione 132 kV attraverso un autotrasformatore 220/132 kV da 160 MVA;
- una sezione 132 kV costituita da un doppio sistema di sbarre in aria ed è attualmente composta da 5 stalli linea (Reana; Tavagnacco; Cividale; Udine Sud; S.Giovanni al Natisone), dallo stallo parallelo, dallo stallo secondario ATR 220/132 kV da 160 MVA e da n° 2 stalli primario TR 132/20 kV per l’alimentazione dell’attiguo reparto MT della Distribuzione.

Al fine di superare le difficoltà di manutenzione associate all’attuale stato di consistenza

dell'impianto e garantire adeguati livelli di affidabilità, flessibilità e continuità del servizio, è in programma un riassetto complessivo della stazione, mediante ricostruzione del reparto 220 kV che sarà costituito da un sistema in doppia sbarra.

#### **Stazione 220 kV Taio (TN)**

**anno: 2014**

Al fine di incrementare la capacità di trasformazione presso la SE di Taio sarà sostituito l'attuale ATR 220/132 kV con uno nuovo da 250 MVA; contestualmente per garantire un'adeguata flessibilità di esercizio è prevista la realizzazione del parallelo sbarre sia presso la sezione 220 kV sia presso quella 132 kV, prevedendo altresì gli spazi per l'eventuale installazione di dispositivi di compensazione (cfr. Razionalizzazione 220 kV Valcamonica - Fase A1).

#### **Stazione 220 kV Ala (TN)**

**anno: lungo termine**

Presso l'esistente stazione 220 kV di Ala è prevista la realizzazione di una nuova sezione a 132 kV con relativa trasformazione 220/132 kV. Alla nuova sezione 132 kV saranno connesse, mediante brevi raccordi, le lunghe direttrici a 132 kV che collegano la Val d'Adige con l'area di carico di Verona, in tal modo sarà garantita una migliore controalimentazione alle utenze nell'area compresa tra le stazioni elettriche di Trento Sud, Arco e Bussolengo. L'intervento coinvolgerà gli impianti di Mori e Cola' per i quali è prevista un'ampia razionalizzazione.

#### **Stazione 220 kV Cardano (BZ)**

**anno: 2011**

La stazione 220/132 kV di Cardano contribuisce a raccogliere parte della produzione idroelettrica altoatesina ed a trasferirla sulla rete a 220 e 132 kV verso le aree di carico locali e quelle situate più a sud. All'impianto sono direttamente connesse alcune unità idroelettriche.

Al fine di superare le difficoltà di manutenzione associate all'attuale stato di consistenza dell'impianto e garantire adeguati livelli di affidabilità, flessibilità e continuità del servizio, è in programma un riassetto complessivo della stazione, mediante ricostruzione della sezione a 220 kV che della sezione a 132 kV, prevedendo inoltre la dismissione dell'attuale macchina a 3 avvolgimenti 220/132 kV/MT. Sarà inoltre garantita la separazione funzionale degli impianti di trasmissione da quelli dedicati alla produzione.

Alla nuova sezione a 132 kV saranno inoltre raccordate in entra-esce due delle linee di

trasmissione che collegano le stazioni di Bressanone e Bolzano, migliorando la connessione della centrale di Bressanone e garantendo in tal modo una riserva di alimentazione per parte dei carichi della città di Bolzano e per la rete RFI sottesa alla stazione di Cardano.

Contestualmente verrà superato l'attuale schema di collegamento della centrale idroelettrica di Ponte Gardena connessa mediante derivazione alla linea a 132 kV "Bressanone – Bolzano", utilizzando porzioni di rete esistenti.

Il complesso degli interventi in programma consentirà un miglior dispacciamento della produzione sia dei gruppi direttamente connessi alla stazione 220 kV sia di quelli ubicati nell'area Nord del Trentino Alto Adige.

#### **Stazione 220 kV Schio (VI)**

**anno: 2013**

*Disegno: Stazione Schio*

Al fine di garantire un sensibile miglioramento del profilo delle tensioni nell'area di carico ad ovest di Vicenza incrementando nel contempo la flessibilità di esercizio della rete 132 kV, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione 220/132 kV. La nuova stazione sarà realizzata preferibilmente in prossimità della linea 220 kV "Ala - Vicenza Monteviale", alla quale sarà connessa mediante due brevi raccordi e opportunamente collegata alla CP di ENEL Distribuzione, ove già confluiscono un consistente numero di linee a 132 kV.

#### **Stazione 220 kV Somplago (UD)**

**anno: 2010/2011**

A completamento delle attività realizzate presso l'impianto 220/132 kV di Somplago, sarà rimossa l'attuale derivazione rigida sulla linea "Somplago – der Siot S. Daniele", realizzando così le seguenti due direttrici distinte a 132 kV "Somplago – S. Daniele" e "Somplago – der. Siot-S. Daniele" e implementata la seconda sbarra con relativo parallelo 132 kV.

### Stazione 220 kV Castegnero (VI)

**anno: 2010**

Al fine di garantire un'adeguata riserva di alimentazione e migliorare la qualità del servizio sulla rete afferente le stazioni 220 kV di Cittadella (PD), Este (PD) e Vicenza Monteviale, sarà realizzata una nuova stazione a 220 kV con funzione di smistamento e trasformazione, da ubicare in provincia di Vicenza, in prossimità dell'incrocio degli elettrodotti a 220 kV "Cittadella – Este" e "Dugale – Stazione 1", riducendo così al minimo la lunghezza delle linee di raccordo.

Contestualmente la linea "Este – Cittadella" sarà declassata nel solo tratto compreso tra la nuova stazione di Castegnero ed Este, prevedendo i nuovi raccordi per la CP Nanto di ENEL Distribuzione.

In correlazione con il declassamento della linea verso Este, sono infine in programma le seguenti attività:

- dismissione nella stazione di Este della sezione a 220 kV (congiuntamente con il ENEL Distribuzione è in valutazione la sostituzione dell'esistente macchina 220/MT con un'altra sul livello 132 kV);
- realizzazione dello scrocio tra la linea di distribuzione a 132 kV "Abano – Pontebotti" e la linea RTN (declassata) a 132 kV "Este – Castegnero", al fine di assicurare un'opportuna riserva di alimentazione per la locale rete a 132 kV.

**Stato di avanzamento:** In data 26/02/2008 è stato conseguito l'iter autorizzativo per la nuova Stazione elettrica di Castegnero ed i raccordi 220 kV agli elettrodotti a 220 kV "Cittadella-Este"; "Dugale-Stazione 1".

### Stazione 220 kV Fadalto (TV)

**anno: 2010/2011**

Al fine di incrementare i livelli di sicurezza e flessibilità di esercizio della direttrice 220 kV "Lienz (AT) - Soverzene - Fadalto - Conegliano" impegnata sia dai flussi di potenza provenienti dall'estero e dalla produzione dei locali impianti idroelettrici, verrà installato in prossimità della stazione un opportuno dispositivo di by-pass.

### Stazione 132 kV Agordo (BL)

**anno: 2011**

La stazione di Agordo raccoglie la produzione idroelettrica dell'alto bellunese (compresa quella degli annessi impianti di ENEL Produzione) per poi

smistarla verso la stazione di trasformazione di Vellai. Al fine di garantire i necessari livelli di sicurezza e flessibilità del servizio, sono previsti interventi di riassetto della stazione. Le attività in programma richiedono, per motivi di spazio, l'ampliamento dell'impianto. Contestualmente è stata concordata con il Distributore locale la possibilità di superare l'attuale connessione in antenna della CP di Agordo mediante inserimento in entra-esce sulla linea "Agordo – Vellai".

### Stazione 132 kV Bressanone (BZ)

**anno: 2011<sup>9</sup>**

La stazione di Bressanone è attualmente funzionale a raccogliere e smistare la produzione idrica dell'Alta Val d'Adige nonché alimentare i carichi di Bressanone e di Bolzano attraverso le linee "Bressanone – Brunico Hydros - der. Bolzano Edison - Ponte Gardena" e "Bressanone – Bolzano Edison - der. Ponte Gardena". Inoltre, successivamente all'entrata in esercizio della prevista linea di interconnessione a 132 kV "Prati di Vize - Steinach", la stazione sarà interessata dai flussi di potenza provenienti dall'Austria essendo direttamente connessa alla CP Prati di Vize, mediante il collegamento "Prati - Bressanone".

Al fine di migliorare la sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete, considerata anche la necessità di adeguare ai valori delle correnti massime di corto circuito alcuni elementi di impianto, è prevista la completa ricostruzione con potenziamento della stazione. Con l'occasione l'impianto verrà ampliato prevedendo un nuovo stallo linea a cui attestare un secondo breve raccordo di collegamento alla linea "Brunico – der. Bressanone – Bolzano", che risulterà in tal modo collegata in entra-esce a Bressanone. Si otterranno così due collegamenti distinti "Bressanone – Brunico" e "Bressanone – Bolzano", con conseguente incremento della continuità, sicurezza e flessibilità di esercizio della rete elettrica in un'area particolarmente soggetta a perturbazioni atmosferiche.

Inoltre, in relazione a possibili future esigenze di sviluppo della rete, nella stazione saranno previsti gli spazi per almeno due ulteriori stalli a 132 kV.

### Stazione 132 kV Nove (TV)

**anno: 2012**

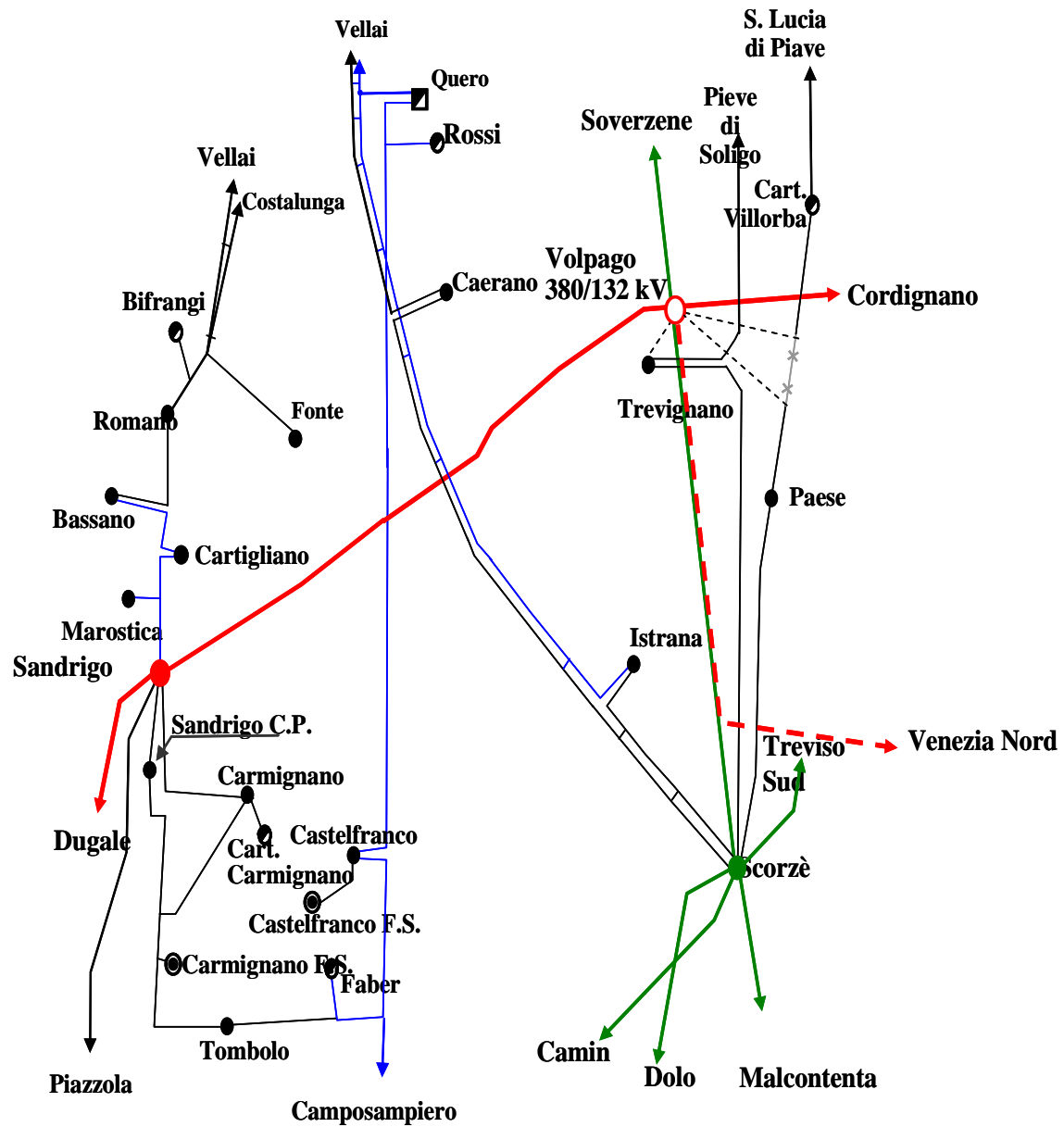
La stazione di Nove (TV) è un nodo di raccolta della locale produzione idroelettrica che viene poi smistata attraverso lunghe arterie verso l'area di

<sup>9</sup> Data condizionata all'ottenimento delle autorizzazioni entro giugno 2010.

carico del trevigiano. In considerazione della necessità di adeguare ai valori delle correnti massime di corto circuito diversi elementi di impianto, realizzare la separazione funzionale degli annessi impianti di ENEL Produzione (Nove 71 e Nove 75) per garantire i necessari livelli di sicurezza e flessibilità di esercizio, è prevista la completa ricostruzione con potenziamento dell'impianto.

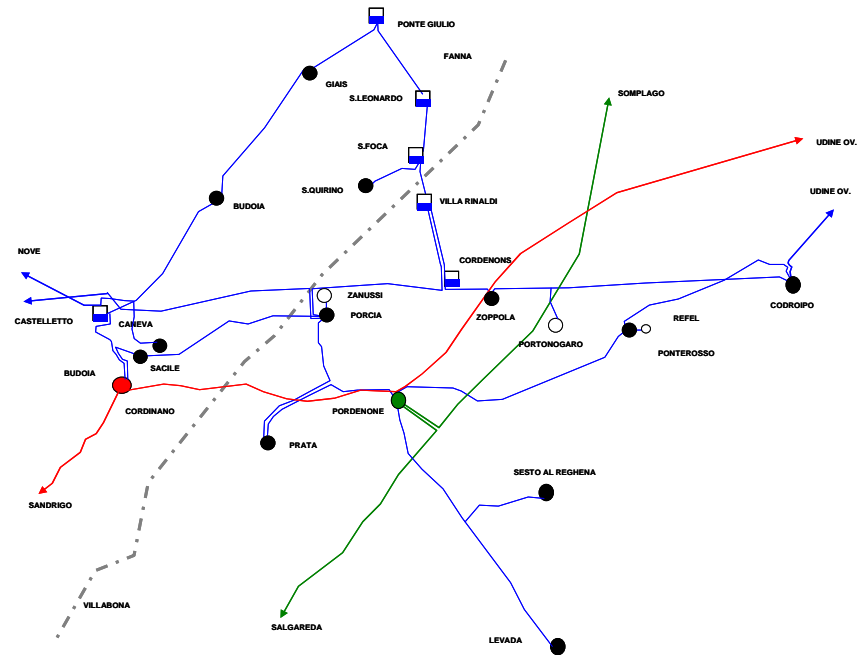
Elettrodotta 380 kV trasversale in Veneto

Lavori programmati

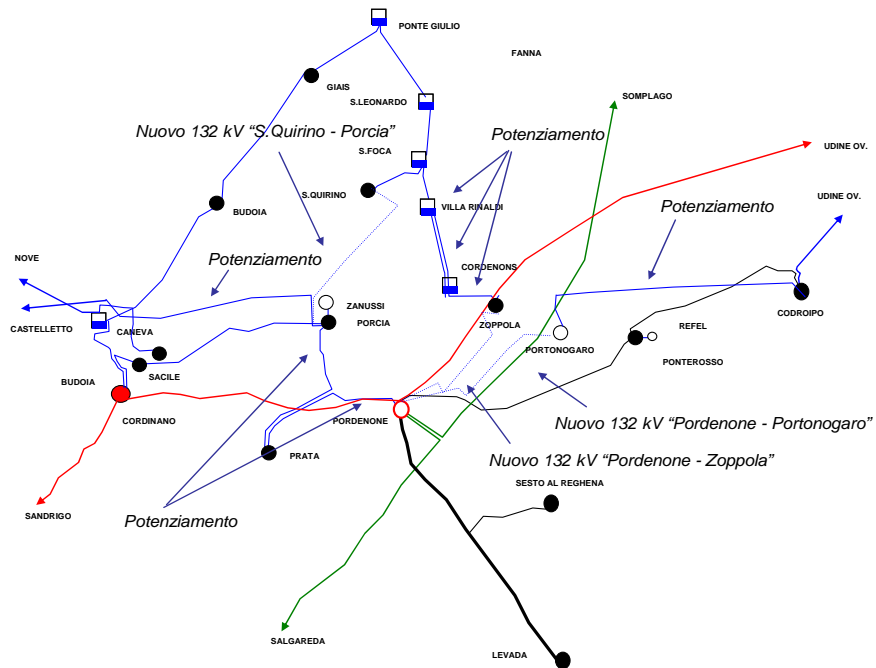


## Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone (PN)

Assetto attuale



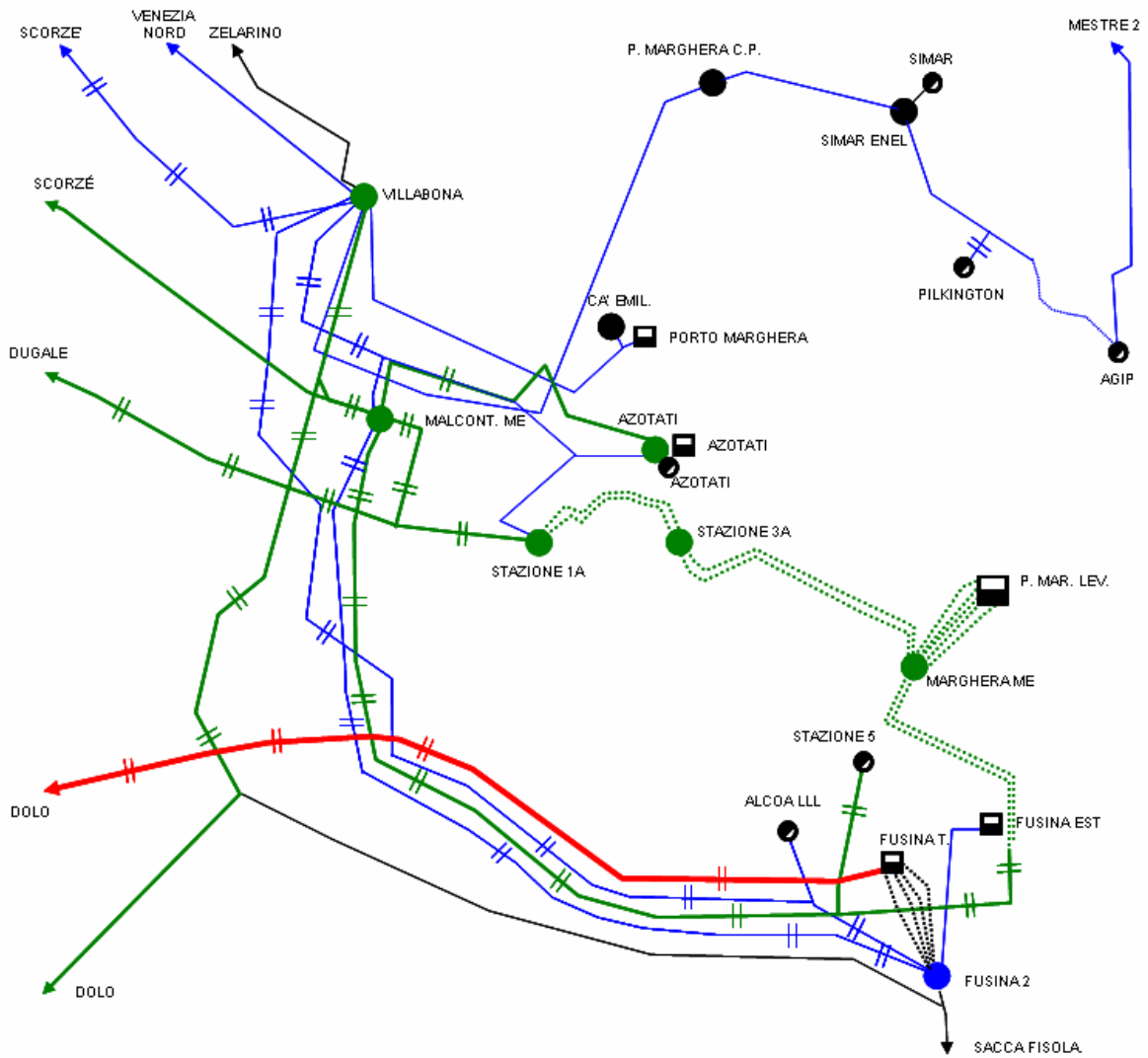
Assetto previsionale



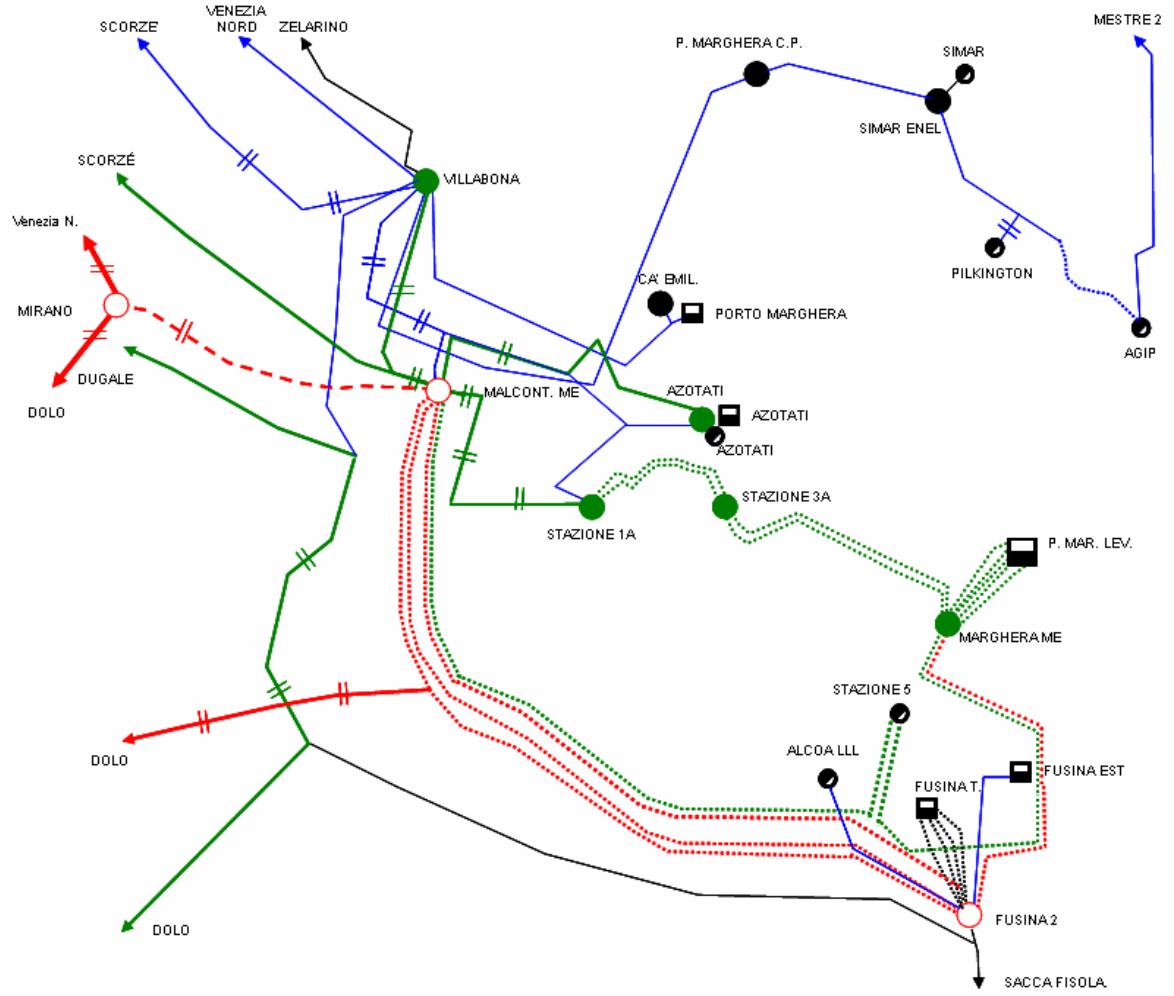


Razionalizzazione fra Venezia e Padova (dettaglio area di Marghera)

Assetto iniziale

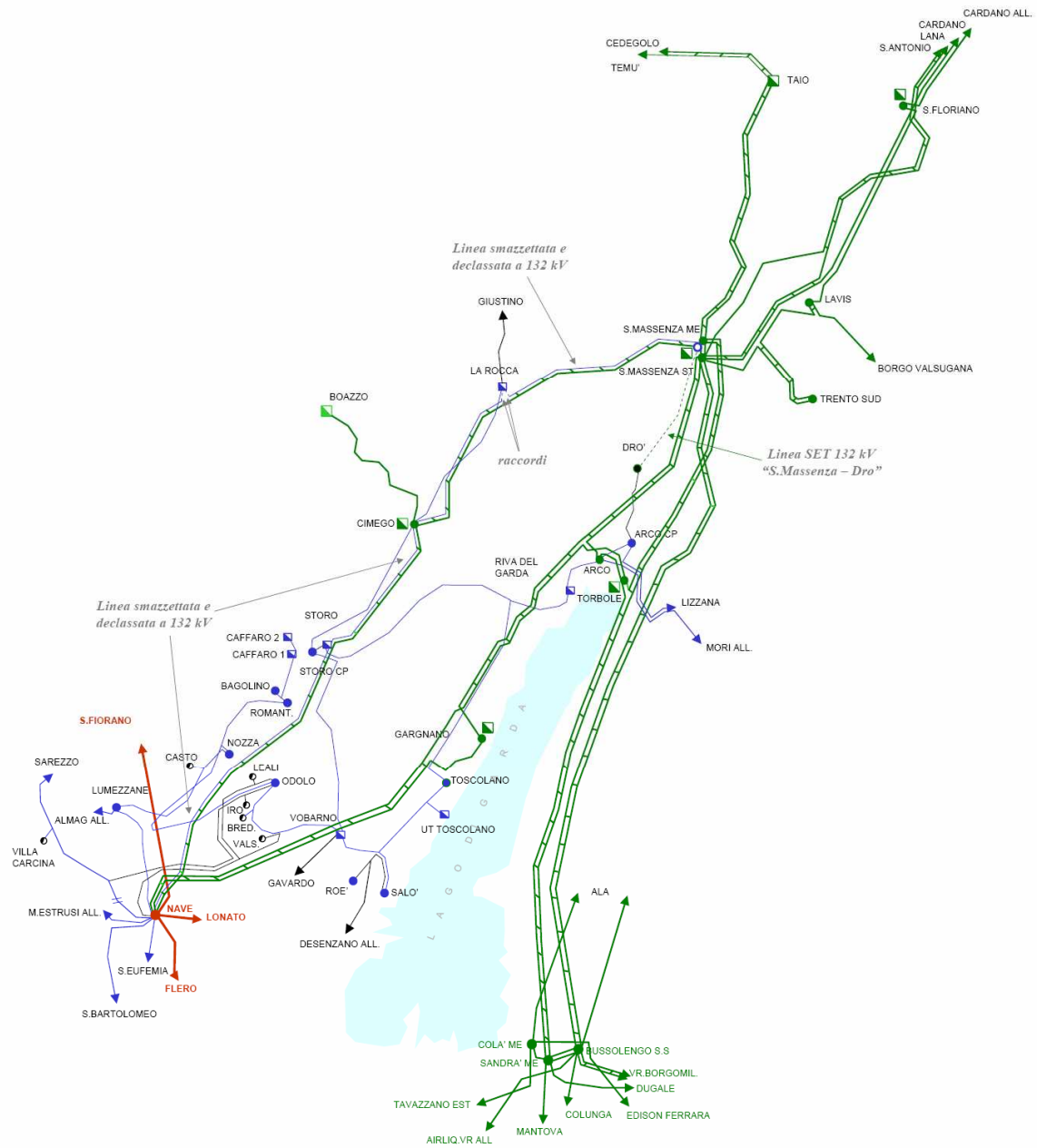


Assetto finale

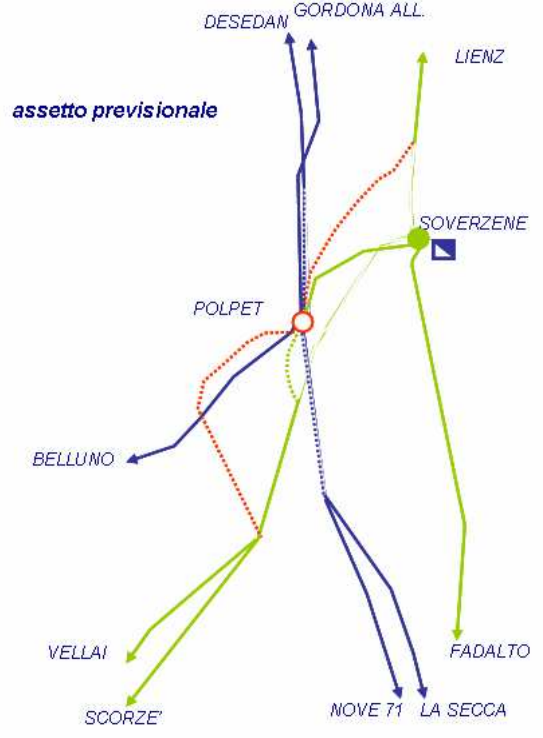
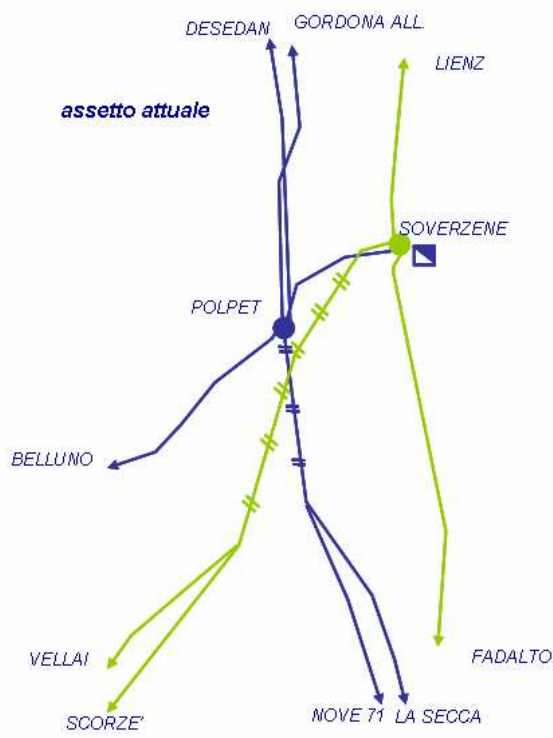


## Razionalizzazione rete S. Massenza (TN)

Lavori programmati

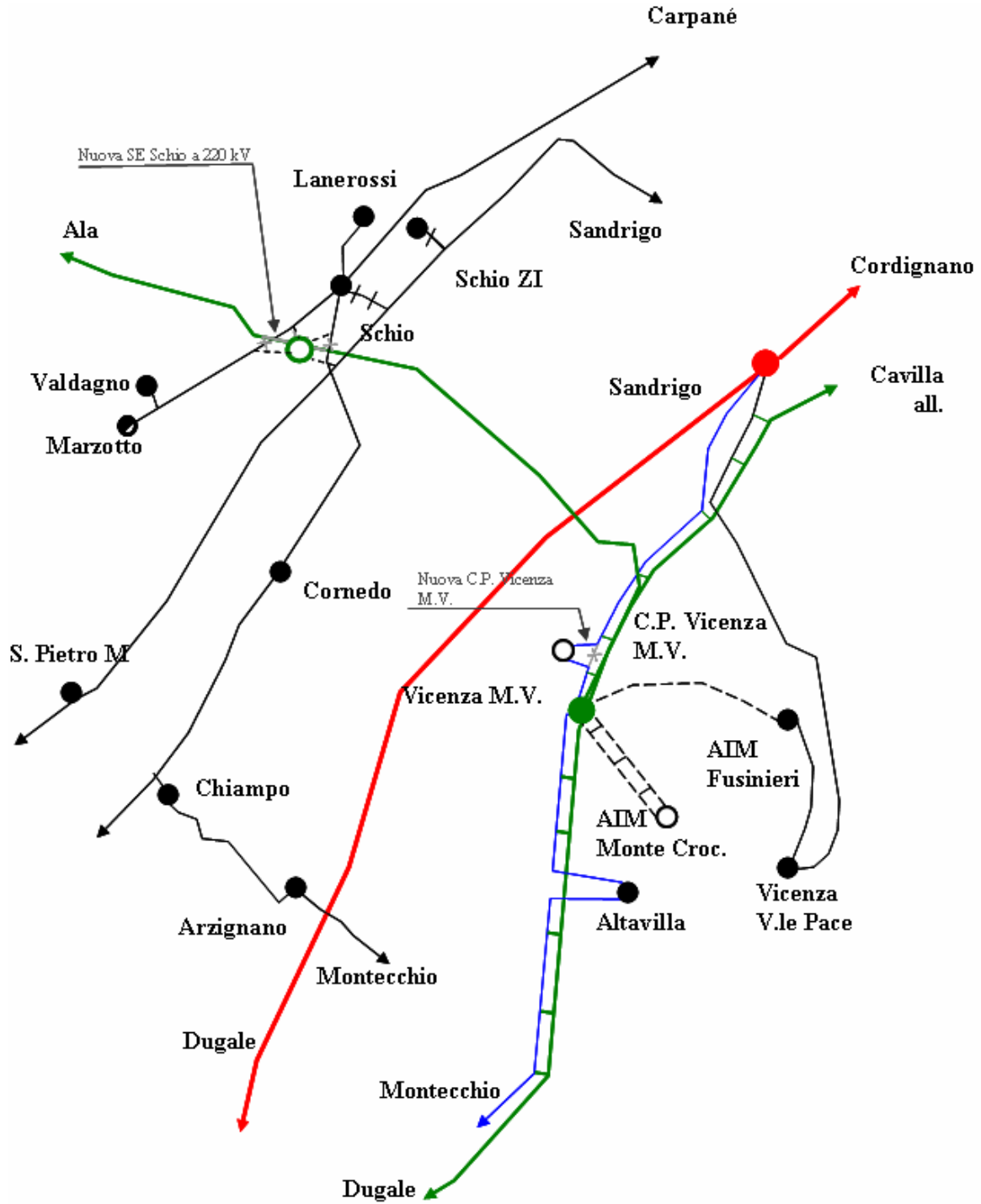


**Stazione 220 kV Polpet**



Stazione Schio (VI)

Lavori programmati





#### 4.4 Area Centro Nord



---

#### Interventi previsti

---

##### Elettrodotto 380 kV Calenzano - S. Benedetto del Querceto - Colunga

*anno: 2013<sup>10</sup>*

Al fine di ridurre i vincoli presenti tra le aree Nord e Centro Nord del mercato elettrico italiano, si ricostruiranno a 380 kV le attuali linee a 220 kV "Casellina – San Benedetto del Querceto" e "San Benedetto del Querceto – Colunga" nel tratto compreso tra le stazioni di Calenzano (FI) e Colunga (BO).

Il nuovo elettrodotto a 380 kV sarà collegato in entra-esce alla stazione di S. Benedetto del Querceto (BO) - già realizzata in classe 380 kV - presso la quale dovrà pertanto essere installato un ATR 380/132 kV, in sostituzione dell'attuale ATR 220/132 kV.

In aggiunta ai benefici relativi alla risoluzione delle congestioni di rete su una delle sezioni critiche del sistema elettrico nazionale, l'intervento consentirà anche una notevole riduzione delle perdite di rete.

Associate all'intervento sono altresì previste alcune opere di riassetto della rete AAT/AT.

**Stato di avanzamento:** Il 17 luglio 2008 è stato avviato il tavolo tecnico con la Regione Toscana. In data 09/09/2009 è stato avviato l'iter autorizzativo (EL 163) per l'elettrodotto 380 kV Calenzano-S.Benedetto del Querceto-Colunga.

##### Razionalizzazione di Arezzo

*anno: lungo termine*

*Disegno: Razionalizzazione di Arezzo*

L'area di carico compresa fra le stazioni in AAT di S.Barbara, Pietrafitta, Arezzo C e Pian della Speranza presenta alcune criticità di esercizio in sicurezza della rete. Alla luce della necessità di adeguare la sezione 220 kV di Arezzo C e nell'ottica di incrementare gli scambi fra le sezioni critiche Centro Nord e Centro nel lungo termine, sarà realizzata una nuova stazione 380 kV nell'area di Monte San Savino nelle immediate vicinanze dell'elettrodotto 220 kV in doppia terna che alimenta la stazione 220 kV Arezzo C.

La nuova stazione 380 kV sarà connessa all'impianto 380 kV di S.Barbara mediante un nuovo elettrodotto 380 kV "S.Barbara - Monte S.Savino" che potrà sfruttare il tracciato dell'attuale linea 220 kV "Cintoia all. – Arezzo C." permettendo in seguito di dismettere i tratti a 220 kV non più necessari.

Alla nuova stazione saranno raccordati gli elettrodotti 220 kV verso la stazione di Pietrafitta e 132 kV limitrofi anche declassando a 132 kV l'attuale linea 220kV in doppia terna verso Arezzo C. Si otterranno così i seguenti collegamenti:

- Elettrodotto 132 kV d.t. "M.S.Savino – Arezzo C";
- Elettrodotto 132 kV "M.S.Savino – Foiano";
- Elettrodotto 132 kV "M.S.Savino – Torrita di Siena";
- n.2 Elettrodotti 132 kV "M.S.Savino – Ambra".

---

<sup>10</sup> Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il 2010.

In alternativa alla realizzazione dei raccordi sulla CP di Ambra, previo coordinamento con RFI, potrà essere realizzato l'entra-esce del nuovo collegamento AT dalla stazione 380/132 kV M.S.Savino all'elettrodotto 132 kV Ambra-SienaB.

In alternativa alla realizzazione dei raccordi alla CP Montevarchi, potrà essere previsto un nuovo assetto di rete tra S.Barbara e Montevarchi funzionale alla riduzione dei nuovi stalli 132 kV.

L'intervento permetterà di ridurre l'impatto ambientale delle infrastrutture elettriche evitando il potenziamento di consistenti porzioni di rete, mentre si è confermata la necessità di ricostruire la doppia direttrice 132kV Ambra-Chiusi nonché l'elettrodotto 132 kV "Pian della Speranza-Siena B" di proprietà SELF (RFI).

**Stato di avanzamento:** sono in corso le attività di concertazione.

#### Elettrodotto 380 kV fra Mantova e Modena

**anno: lungo termine**

Al fine di migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi nel Nord dell'Emilia e al contempo incrementare la capacità di trasporto in sicurezza dai poli produttivi del Nord verso il Centro Italia, è opportuno realizzare un nuovo collegamento a 380 kV tra il polo produttivo della provincia di Mantova e i centri di carico del modenese.

L'intervento consentirà anche una significativa riduzione delle perdite di rete e una riduzione dei transiti sulla rete a 132 kV nell'area interessata.

**Stato di avanzamento:** attività di concertazione in corso.

#### Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca

**anno: lungo termine**

**Disegno: Riassetto rete 380 e 132 kV Area di Lucca**

Per migliorare la qualità del servizio ed i profili di tensione sulla rete dell'area compresa tra le province di Pisa e Lucca, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV nei pressi della CP Filettole (PI).

La nuova stazione, inizialmente attrezzata con due ATR 380/132 kV, verrà raccordata in entra-esce alla linea a 380 kV "La Spezia - Acciaiole". Alla sezione AT saranno raccordate le attuali linee 132 kV "Filettole - Lucca R.", "Filettole - Pisa All.1" e "Filettole - Viareggio", le direttrici "Massa FS - Cascina FS" (di proprietà RFI) ed il collegamento della RTN da realizzare ex novo "Filettole SE - Lucca R."

La nuova linea a 132 kV "Filettole SE - Cascina FS" (ottenuta raccordando al nuovo impianto la citata

linea RFI) verrà prolungata fino alla CP Cascina, previo by-pass della SSE Cascina FS.

L'intervento è subordinato al raggiungimento di accordi preliminari con la società RFI, in merito al coordinamento ed alla competenza dei lavori sopra descritti.

Al fine di semplificare ed agevolare la realizzazione dell'intero intervento, sarà esaminata l'opportunità di acquisire nell'ambito RTN la linea a 132 kV "Massa FS - Cascina FS", di proprietà RFI.

Inoltre, al fine di garantire anche negli anni futuri la piena adeguatezza della rete nell'area a Nord di Lucca e garantire una più equilibrata distribuzione dei carichi tra le due arterie realizzate tra le stazioni di Marginone e di Vinchiana, saranno realizzati i seguenti interventi:

- ricostruzione delle linee a 132 kV "Marginone - Pescia" (ad esclusione della breve derivazione per Pescia FS), "Marginone - Borgonuovo" e "Borgonuovo - Lucca Giannotti" (in futuro "Marginone - Lucca Giannotti") per sopperire all'incremento di carichi nell'area di Lucca, garantendo un adeguato livello di sicurezza ed economicità di esercizio;
- ricostruzione dell'elettrodotto a 132 kV "Diecimo - Pian della Rocca";
- by-pass della CP Borgonuovo mettendo in continuità le linee a 132 kV "Lucca Giannotti - Borgonuovo" e "Borgonuovo - Marginone", allo scopo di ottenere un collegamento diretto tra la CP Lucca Giannotti e la SE Marginone.
- contestualmente la CP di Borgonuovo (LU) verrà collegata in entra-esce alla linea a 132 kV "Marginone - Vinchiana", utilizzando gli stalli liberati resisi disponibili con il citato by-pass;
- ricostruzione degli elettrodotti a 132 kV "Pescia - Villa Basilica", "Villa Basilica - Pian Rocca CP" e "Pian della Rocca - Fornaci di Barga";

Oltre a migliorare la qualità del servizio nell'area in questione, l'intervento consentirà di:

- rinforzare la rete a 132 kV che dalle stazioni di trasformazione di Marginone ed Avenza alimenta l'area di Lucca e Pisa;
- garantire la copertura del fabbisogno anche a fronte della crescita del carico ed in relazione all'evoluzione del sistema elettrico nell'area compresa tra le Province di Massa, Lucca e Firenze;
- evitare consistenti interventi di potenziamento della rete in AT compresa tra le due province toscane;



- risolvere le attuali criticità di alimentazione elettrica delle aree di Cascina (PI), Pontedera (PI) e S. Maria a Monte (PI), le cui cabine primarie sono attualmente connesse ad una direttrice di distribuzione di portata limitata;
- ridurre l'elevato impegno delle trasformazioni di Marginone (LU) e Acciaiole nonché la dipendenza dalle produzioni dell'area di Livorno.

**Stato di avanzamento:** attività di concertazione in corso.

### Riassetto rete di Ferrara

**anno: lungo termine**

Alla luce dell'evoluzione della locale rete in AT e della realizzazione della nuova stazione 380 kV Ferrara Nord, la stazione elettrica di Ferrara a 220 e 132 kV non risulta più rispondente alle esigenze di trasporto, né ad altre finalità che caratterizzano e definiscono l'appartenenza alla rete di trasmissione nazionale.

Pertanto, nell'ambito del riassetto di rete previsto nell'area, l'attuale linea 220 kV "Colà – Ferrara" sarà attestata alla nuova stazione 380 kV Ferrara Nord mediante un trasformatore all'uopo dedicato con l'obiettivo di migliorare la funzionalità di tale porzione di rete.

**Stato di avanzamento:** attività di concertazione in corso.

### Elettrodotto 220 kV Colunga-Este

**anno: 2012**

Per migliorare l'affidabilità della rete in AT presente nel territorio compreso tra Ferrara e Bologna, il tratto a Sud di Ferrara della ex linea a 220 kV "Colunga - Este" declassata a 132 kV verrà riaccolto ai seguenti impianti:

- alla CP di Ferrara Sud, mediante la realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV;
- alla CP di Altedo, mediante prolungamento degli attuali raccordi alla linea a 132 kV "Ferrara Sud – Colunga";
- alla sezione a 132 kV della stazione di Colunga.

Al fine di consentire l'esercizio in sicurezza della direttrice "Colunga - Ferrara Focomorto", ove è anche inserita la centrale Centro Energia Ferrara, sarà ricostruito l'elettrodotto di trasmissione a 132 kV "Centro Energia - Ferrara Sud".

I tronchi di linea non più utilizzati saranno demoliti successivamente alla realizzazione dei suddetti interventi.

**Stato di avanzamento:** Sono in corso le attività di progettazione finalizzate alla presentazione dell'istanza autorizzativa.

### Elettrodotto 132 kV Elba – Continente e riassetto rete area di Piombino

**anno: 2012**

*Disegno: Piombino - Elba/Continente*

Il carico dell'Isola d'Elba (prossimo ai 40 MW nei mesi estivi) non è sempre alimentato in condizioni di piena affidabilità in quanto, in caso di indisponibilità dell'unico collegamento a 132 kV in c.a. (in gran parte in cavo sottomarino) "Piombino – Tolla Alta – Cala Telegrafo – S. Giuseppe", gli esistenti cavi in MT di collegamento con il continente e la C.le Turbogas di Portoferraio non riescono a far fronte all'intera potenza necessaria nelle condizioni di punta del carico.

Sarà pertanto realizzato un secondo collegamento a 132 kV in c.a. "Isola d'Elba – Continente", anch'esso in gran parte in cavo sottomarino tripolare che conetterà la futura stazione 380 kV denominata Nuova Piombino (continente) con l'impianto di Portoferraio (Elba) che dovrà essere adeguato al fine di garantire la connessione del cavo ed anche la compensazione del reattivo.

La nuova stazione 380 kV è anche funzionale agli interventi di riassetto rete che si rendono necessari in risposta alle richieste di connessione dei nuovi impianti di produzione/consumo nell'area di Piombino.

Nell'ambito dei lavori di connessione Elba - Continente, la linea elettrica RTN a 132 kV "S. Giuseppe – Portoferraio" sarà ricostruita.

Considerato il previsto incremento dei carichi nell'isola ed il ridotto tempo di vita utile dei citati cavi in MT e della C.le TG (risalenti agli anni '60), l'intervento è da considerare improrogabile.

Nell'ambito dei lavori di riassetto rete nell'area di Piombino, sono previsti alcuni interventi sulla rete a 132 kV suddivisi in due pacchetti di interventi (il secondo sarà realizzato successivamente alla data indicata).

Il primo comprende:

- la nuova stazione 380 kV (denominata Cornia) connessa in entra-esce agli elettrodotti 380 kV "Piombino T. - Suvereto" nella quale saranno installati due ATR 380/132 kV da 250 MVA;
- una nuova stazione di smistamento 132 kV (denominata Populonia) funzionale alla connessione della centrale Seca da 22 MW che sarà connessa in entra-esce all'elettrodotto 132 kV "Piombino Cotone-Cafaggio";

- una nuova stazione di smistamento 132 kV funzionale alla connessione dell'utente Lucchini connessa in entra-esce all'elettrodotto 132 kV "Magona – Colmata";
- due nuovi elettrodotti 132 kV "Cornia–Colmata"; in alternativa, per la realizzazione del secondo collegamento potrà anche essere sfruttato, ricostruendolo, l'attuale connessione a T rigido della C.le Elettra, per la quale dovrà dunque essere approntato un apposito stallo.

Il secondo comprende:

- l'elettrodotto 132 kV "Suvereto - Colmata" che sarà inserito in entra-esce alla SE Populonia ed alla CP Cafaggio e, inoltre, sarà disconnesso dalla CP Colmata e raccordato alla nuova SE 132 kV (denominata Montegemoli);
- sarà demolito l'elettrodotto 132 kV "Cafaggio-Piombino Cotone" nel tratto fra gli impianti Populonia e Cafaggio;
- la messa in continuità, nel punto di incrocio, degli elettrodotti 132 kV "Suvereto – Piombino Cotone" e "Suvereto - Piombino Termica" (una terna) realizzando quindi un collegamento diretto "Suvereto - Piombino Cotone" e demolendo un tratto di elettrodotto fino alla SE Suvereto;
- l'ammazzettamento degli elettrodotti "Suvereto – Piombino Termica" nel tratto fra la SE nuova Piombino e la C.le di Piombino.

In alternativa al mantenimento della SSE Campiglia FS in antenna alla CP di Cafaggio, se ne potrà prevedere la connessione in antenna alla SE di Populonia.

Inoltre l'intervento prevede la separazione delle produzioni di Larderello da quelle di Piombino, connettendo la CP Cafaggio in entra-esce all'elettrodotto 132 kV "Suvereto – Colmata" e realizzando un nuovo raccordo di accesso a Suvereto dell'attuale linea 132 kV "Cafaggio – Lago".

Gli interventi descritti consentono di incrementare la sicurezza di alimentazione svincolandosi dalla produzione locale sulla rete AT, migliorare i profili di tensione anche in presenza di carichi industriali con elevati prelievi di potenza e ridurre le perdite evitando al contempo alcuni potenziamenti.

Entro l'anno, presso la stazione 132 kV di Lago, è previsto l'adeguamento dell'intero impianto ai nuovi valori di cortocircuito.

**Stato di avanzamento:** Il processo autorizzativo (presso il MiSE) per la ricostruzione della linea Porto Ferraio – San Giuseppe, avviato a Dicembre 2006 da

Terna, si è concluso in data 02/12/2008 (decreto autorizzativo n.239/EL-75/76/2008). A seguito delle richieste pervenute, Terna ha variato gli interventi di sviluppo rete inizialmente previsti connettendo l'Elba al Continente con un cavo marino tra gli impianti Portoferraio e Nuova Piombino, evitando quindi i lavori di realizzazione dell'anello sull'isola.

È stata rilasciata l'autorizzazione unica [Atto Dirigenziale della Provincia di Livorno n. 132 del 4/6/07 e n.129 del 4/11/08] alla costruzione ed all'esercizio per la nuova stazione di Populonia e per i relativi raccordi a 132 kV.

Il 17 luglio 2008 è stato avviato il tavolo tecnico con la Regione Toscana.

Il 01/12/2009 è stato avviato l'iter autorizzativo relativo al nuovo collegamento 132 kV Elba-Continente ed alle opere previste nel primo pacchetto di riassetto rete 380/132 kV.

#### **Anello 132 kV Riccione-Rimini**

**anno: 2012/lungo termine**

**Disegno: Anello 132 kV Riccione - Rimini**

La sicurezza di esercizio della rete AT che alimenta prevalentemente i carichi dei comuni di Rimini e Riccione non è assicurata nella stagione estiva, durante la quale i prelievi di potenza risultano elevati ed ampiamente al di sopra della capacità di trasporto in sicurezza dell'anello a 132 kV. Sarà garantita, pertanto, l'alimentazione dell'anello 132 kV Riccione/Rimini attraverso la realizzazione di un nuovo elettrodotto 132 kV "S.Martino in XX - Rimini Sud" e la ricostruzione degli elettrodotti 132 kV "S.Martino in XX - Riccione", "Riccione – Rimini Sud" e "Rimini Sud – Rimini Condotti".

Inoltre saranno superate alcune criticità di esercizio e ambientali realizzando uno smistamento 132 kV che intercetta gli elettrodotti verso le CP Riccione FS e Riccione, realizzando brevi raccordi che consentano la richiusura della CP Riccione Mare sul nuovo smistamento e sulla CP Riccione superando anche l'attuale antenna Riccione FS – Riccione.

**Stato di avanzamento:** attività di concertazione in corso.

#### **Razionalizzazione 132 kV Area di Reggio Emilia**

**anno: 2013/lungo termine**

**Disegno: Interventi area di R.Emilia**

Con l'obiettivo di garantire il rispetto delle condizioni di sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete a 132 kV che alimenta l'area di carico di Reggio Emilia, saranno realizzate le attività di razionalizzazione e ricostruzione degli attuali impianti di trasmissione di seguito descritti:

- ricostruzione delle linee di trasmissione a 132 kV "Boretto - S. Ilario" e "Castelnuovo di Sotto - Boretto";
- realizzazione di un nuovo collegamento a 132 kV tra la stazione di Rubiera e la CP di Reggio Nord, mediante la ricostruzione dell'attuale linea "Rubiera - Reggio Sud" nel tratto in uscita da Rubiera e la costruzione ex novo del rimanente tratto. La porzione non più utilizzata della linea esistente sarà dismessa.

L'intervento consentirà l'alimentazione in sicurezza della CP di Reggio Nord, anche durante le attività di ricostruzione degli altri impianti di rete nell'area.

Le linee di trasmissione a 132 kV "Reggio Nord - Reggio Emilia" e "Reggio Nord - Castelnuovo di Sotto" ove possibile saranno ammazettate nel tratto in doppia terna realizzando mediante varianti aeree o in cavo i tratti rimanenti, funzionali anche alla connessione in entra-esce della CP Mancasale. Il restante tratto in singola terna della linea "Reggio Nord - Castelnuovo di Sotto" sarà ricostruito, mentre il tratto di accesso alla CP di Reggio Emilia della linea "Reggio Nord - Reggio Emilia" potrà essere dismesso.

L'intervento nel suo complesso ha una significativa valenza anche dal punto di vista del miglioramento dell'impatto ambientale degli impianti a 132 kV sul territorio.

**Stato di avanzamento:** Il 13/05/2008 è stato autorizzato il completamento della ricostruzione della linea a 132 kV "Boretto - S. Ilario" (decreto autorizzativo n.239/EL-86/58/2008). In data 11/11/2008 è stato avviato il tavolo tecnico di concertazione con la Provincia ed i Comuni interessati. Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione per tutti i restanti interventi per i quali l'avvio dell'iter autorizzativo è previsto nel 2009.

#### **Elettrodotto 132 kV Borgonovo - Bardi - Borgotaro**

**anno: 2014<sup>11</sup>**

Tenuto conto della limitata capacità di trasporto della linea a 132 kV "Borgonovo - Bardi" e "Borgotaro - Bardi", è necessario rimuovere tutti i vincoli che limitano notevolmente la portata nel tratto compreso tra Montalbo (PC) e Borgotaro (PR) prevedendo la ricostruzione dell'elettrodotto.

Inoltre, in anticipo rispetto alla data indicata, sarà connessa alla linea a 132 kV "Borgonovo - Bardi", la nuova CP Bedonia (PR).

<sup>11</sup> Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il 2012.

**Stato di avanzamento:** Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.

#### **Elettrodotto 132 kV Grosseto FS - Orbetello FS**

**anno: 2011**

Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza e senza sovraccarichi della direttrice di trasmissione a 132 kV "Grosseto FS - Manciano", saranno ricostruite le linee a 132 kV "Grosseto FS - Grosseto Sud", "Grosseto Sud - Montiano" e "Orbetello FS - Montiano", di proprietà RFI.

Infine, per effettuare il by-pass della SSE di Orbetello FS ed ottenere un collegamento diretto ed affidabile tra le cabine primarie di Montiano ed Orbetello, sarà realizzato un nuovo raccordo tra la CP di Orbetello e la linea a 132 kV "Montiano - Orbetello FS". Al termine dei lavori, la CP di Orbetello risulterà collegata alla SSE Orbetello FS, alla CP di Montiano ed alla CP di Marciano.

L'intervento consentirà di:

- trasferire sulla rete a 132 kV la produzione degli impianti di Piombino e Larderello verso la bassa Maremma, il sud Toscana e l'Umbria;
- assicurare la necessaria riserva a seguito dell'indisponibilità di altri collegamenti;
- mantenere il parallelo con la rete nazionale dei gruppi di produzione dell'area di Piombino (nel caso di fuori servizio degli autotrasformatori 380/132 kV di Suvereto) e dei gruppi di generazione di Larderello e dell'Amiata.

Presso la CP di Orbetello dovrà essere approntato, a cura di ENEL Distribuzione, un nuovo stallo linea a 132 kV per il raccordo del nuovo collegamento a 132 kV "Montiano - Orbetello".

**Stato di avanzamento:** L'intervento è in carico a SELF (RFI) proprietario delle linee. Da avviare l'iter concertativo.

#### **Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza - Farinello - Larderello**

**anno: 2013**

La direttrice di trasmissione a 132 kV "Pian della Speranza - Farinello - Larderello", con capacità di trasporto limitata, è interessata costantemente dal transito di potenza che dalle centrali geotermoelettriche di Larderello si instrada verso l'area di carico di Siena.

Pertanto, al fine di garantire un adeguato livello di sicurezza ed economicità di esercizio, è prevista la ricostruzione della citata direttrice.

Per la realizzazione dell'intervento, sarà possibile consentire la necessaria indisponibilità di lunga durata della linea in oggetto, solo successivamente al completamento dei lavori per l'elettrodotto a 132 kV "Tavarnuzze - Larderello" (ex linea a 220 kV "Tavarnuzze - S. Dalmazio").

**Stato di avanzamento:** Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.

#### Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - Larderello

**anno: 2013**

Al fine di potenziare la rete a 132 kV afferente alle stazioni di Tavarnuzze e di Larderello, la ex linea "Tavarnuzze - S. Dalmazio", attualmente fuori servizio, verrà declassata a 132 kV, raccordata alla stazione di Tavarnuzze e collegata a Larderello, previa realizzazione del relativo raccordo a 132 kV.

Per reperire gli spazi di accesso a Larderello, verrà modificato l'assetto dei raccordi di alcune linee a 132 kV afferenti alla stazione.

Inoltre, al fine di meglio utilizzare la potenza prodotta dal polo geotermoelettrico di Larderello, minimizzando le perdite in rete, verrà eliminato l'incrocio tra le linee di trasmissione a 132 kV "Certaldo - Poggibonsi" e "Tavarnuzze - Larderello" in località Casaglia (SI), ottenendo così i due nuovi collegamenti "Larderello - Certaldo" e "Tavarnuzze - Poggibonsi".

Quindi sarà ricostruito il tratto di accesso a Poggibonsi della nuova linea "Tavarnuzze - Poggibonsi".

L'attività per il collegamento a Tavarnuzze della ex linea "Tavarnuzze - S. Dalmazio" è inserita nel Protocollo d'Intesa per la centrale termoelettrica di Santa Barbara (sottoscritto da Regione Toscana ed Enel SpA in data 28/02/2000) e correlato all'intervento "Elettrodotto 380 kV Casellina - Tavarnuzze - S.Barbara".

**Stato di avanzamento:** In anticipo rispetto agli altri lavori previsti, l'ex elettrodotto a 220 kV "Tavarnuzze - S. Dalmazio", è stato declassato e collegato a Larderello e raccordato alle linee a 132 kV "Certaldo - Poggibonsi" e "Gabbro - Larderello". Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.

#### Stazione 380 kV a Nord di Bologna

**anno: 2013**

Attualmente le trasformazioni 380/132 kV che alimentano la rete elettrica a Nord di Bologna sono notevolmente impegnate e la limitata capacità di trasporto delle linee a 132 kV nell'area rende

tendenzialmente critico l'esercizio in sicurezza della rete AT. Nei prossimi anni tale scenario non potrà che aggravarsi, dato il previsto aumento dei prelievi di potenza nella Regione Emilia Romagna.

Risulta pertanto opportuno e conveniente, piuttosto che potenziare ingenti porzioni della rete a 132 kV, realizzare una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV a Nord di Bologna.

La soluzione che meglio risponde alle esigenze elettriche prevede la realizzazione della nuova stazione nell'area compresa fra la cabina primaria di distribuzione di Crevalcore (BO) e la linea a 380 kV "Sermide - Martignone", alla quale la nuova stazione sarà collegata in entra-esce.

Presso la nuova stazione saranno installati due ATR 380/132 kV da 250 MVA.

Alla sezione AT 132 kV saranno raccordate opportunamente:

- la CP di Crevalcore, mediante due collegamenti dedicati;
- la dorsale delle linee RTN "Carpi Sud - Crevalcore CP - S. Giovanni in Persiceto CP - Martignone";
- le linee di distribuzione per le CP Cento e Mirandola c.d. S. Prospero.

La nuova stazione consentirà di ridurre l'impegno delle trasformazioni 380/132 kV delle stazioni di Martignone (BO), Colunga (BO), Ferrara e della futura Carpi Fossoli (MO) e, soprattutto, renderà possibile esercire in piena sicurezza gli elettrodotti in AT dell'area.

In tal modo sarà anche possibile evitare la realizzazione di altri nuovi elettrodotti e di conseguenza sarà limitata al minimo l'occupazione del territorio da parte di infrastrutture elettriche.

L'intervento garantirà un notevole miglioramento dei profili di tensione e della qualità del servizio offerto e permetterà nel contempo una significativa riduzione delle perdite di rete.

Al fine di conseguire le necessarie modifiche di assetto, nell'ambito della collaborazione con la Regione Emilia Romagna ed il Comune di Crevalcore, sono in corso di definizione le modalità di realizzazione dell'intervento, che potrà anche interessare la locale rete 132 kV di RFI, con l'eventuale collegamento alla nuova stazione della SSE Crevalcore FS.

La realizzazione delle opere previste sulla rete AT ed il completamento dell'intervento di sviluppo sono subordinati al raggiungimento di un accordo con RFI in merito alla competenza delle attività di

realizzazione dei raccordi alla rete a 132 kV ed alla pianificazione cronologica dei lavori.

Associate all'intervento sono altresì previste alcune opere di riassetto della rete AT.

**Stato di avanzamento:** È in corso la collaborazione con la Regione Emilia Romagna e il Comune di Crevalcore per l'individuazione della soluzione localizzativa ottimale.

Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.

### Stazione 380 kV Avenza

**anno: lungo termine**

Al fine di garantire, nel lungo periodo, la sicurezza di esercizio e la continuità dell'alimentazione della locale rete, presso l'attuale stazione elettrica di Avenza 220 kV, saranno realizzati la nuova sezione a 380 kV ed i raccordi a 380 kV tra la stazione stessa e l'elettrodotto a 380 kV "Acciaiolo - La Spezia". In attesa del completamento di tali lavori, saranno inoltre effettuate le necessarie operazioni per consentire il temporaneo utilizzo del terzo ATR 220/132 kV da 160 MVA, rimasto in impianto solo come riserva.

### Stazione 132 kV Massa Lombarda (RA)

**anno: 2012<sup>12</sup>**

Nell'area di Massa Lombarda sarà realizzata una nuova stazione di smistamento a 132 kV della RTN in doppia sbarra, raccordata in entra-esce alla linea di trasmissione a 132 kV "Colunga - Ravenna Canala", (mediante la realizzazione di due nuovi raccordi a 132 kV in singola terna) e ad essa verrà collegata in antenna a 132 kV (a cura della società di distribuzione HERA) la futura CP Selice.

La nuova CP Selice verrà inoltre connessa, a cura della società di distribuzione HERA, in entra-esce alla linea di distribuzione a 132 kV "Ortignola - Trebghino - der. IRCE", di proprietà della stessa Società.

L'intervento nel suo complesso contribuirà a ridurre l'impegno delle linee a 132 kV che alimentano i carichi dell'area di Faenza ed Imola, consentendo di esercire la rete nell'area in condizioni di maggiore sicurezza ed affidabilità.

Le attività risultano correlate alla realizzazione, a cura HERA Imola-Faenza, della nuova CP Selice e dei relativi raccordi di collegamento alla linea a 132 kV "Ortignola - Trebghino - der. IRCE".

Inoltre, in anticipo rispetto alla data indicata e d'intesa con ENEL Distribuzione, l'attuale CP Fusignano sarà scollegata dalla linea "Cotignola - Ravenna Canala" e collegata in entra-esce sull'attuale linea a 132 kV "Ravenna Canala - Colunga".

Infine sarà ricostruita con adeguata capacità di trasporto la linea 132kV "Laguna-Faenza".

**Stato di avanzamento:** Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione. Per l'elettrodotto 132 kV "Laguna - Faenza" è in corso l'iter autorizzativo.

### Rete AT area di Modena

**anno: 2012/lungo termine<sup>13</sup>**

Saranno ricostruiti gli elettrodotti a 132 kV "Rubiera - Sassuolo" e "Sassuolo - Pavullo", realizzando nel contempo un'adeguata riserva di alimentazione costituita da una nuova trasversale tra Sassuolo e Castellarano, che consentirà di migliorare sensibilmente la qualità del servizio, anche a fronte della indisponibilità di una delle linee afferenti alla SE di Rubiera.

Inoltre, in anticipo rispetto ai precedenti lavori, al fine di garantire la piena affidabilità di alimentazione ai carichi della città di Modena, anche a fronte di eventuali indisponibilità di elementi di rete, sarà realizzato un nuovo collegamento a 132 kV tra gli impianti di Modena Nord e Modena Crocetta. Nell'ambito dell'intervento saranno ammazettati gli attuali collegamenti in doppia terna 132 kV "S. Damaso - Modena Crocetta". In tal modo, presso Modena Crocetta, si libererà uno stallo linea 132 kV che sarà utilizzato per il nuovo collegamento. Sarà invece approntato un nuovo stallo linea presso l'impianto di Modena Nord.

Il nuovo elettrodotto, che costituirà la chiusura dell'anello di Modena, consentirà di connettere alla RTN la futura CP di Modena Est (gruppo HERA) e garantirà anche il conseguimento di una migliore magliatura della rete ed il conseguente aumento della qualità del servizio.

**Stato di avanzamento:** attività di concertazione in corso.

<sup>12</sup> Data condizionata dal Piano investimenti del Distributore locale.

<sup>13</sup> Data condizionata dal Piano investimenti del Distributore locale.

### Rete AT area di Pistoia

**anno: lungo termine**

In considerazione della notevole crescita della domanda evidenziata nel territorio pistoiese, si procederà alla ricostruzione degli attuali elettrodotti a 132 kV "Poggio a Caiano CP – Quarrata" e "Quarrata – S. Marcello". L'intervento costituirà il necessario adeguamento della rete presente tra le Province di Firenze e di Pistoia all'evoluzione ed allo sviluppo dei carichi locali.

### Stazione di smistamento 132 kV nel Ravennate

**anno: 2013<sup>14</sup>**

Al fine di migliorare la flessibilità d'esercizio della rete elettrica ravennate anche in relazione alla connessione alla RTN della centrale Cabot, sarà realizzata, nell'area industriale di Ravenna, una nuova stazione di smistamento a 132 kV alla quale saranno opportunamente raccordate le linee a 132 kV "Degussa – Polynt" e "Polynt – Ravenna Porto CP". La nuova stazione dovrà anche prevedere i necessari spazi per un futuro ampliamento, anche in relazione alla possibilità di raccordare ad essa la linea a 132 kV "Enichem – Ravenna Baiona". L'intervento di sviluppo consentirà non solo di connettere il citato impianto di produzione, ma permetterà anche di semplificare l'assetto della rete nell'area, attualmente caratterizzata dalla non ottimale presenza di impianti di connessione e/o consegna, tra loro a distanza particolarmente ravvicinata.

**Stato di avanzamento:** Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.

### Raccordi 132 kV di Strettoia (LU)

**anno: lungo termine**

Le attuali criticità di esercizio della rete a 132 kV della Versilia, rendono necessari interventi di rinforzo ed aumento della magliatura di rete, finalizzati al miglioramento dell'affidabilità e della qualità del servizio ed all'incremento della flessibilità di esercizio.

La soluzione individuata prevede la realizzazione di nuovi raccordi tra la linea a 132 kV "Avenza-Vinchiana" e la CP di Strettoia di ENEL Distribuzione.

L'intervento contribuirà ad esercire in sicurezza, anche in futuro, i collegamenti della rete a 132 kV compresa tra Avenza, Pisa e la Garfagnana e permetterà di ridurre la potenza trasportata sulle attuali linee a 132 kV che alimentano i nodi di carico di Pisa, Filettole e Viareggio, già ora prossime alla

saturazione, conseguendo anche una significativa diminuzione delle perdite di trasmissione.

**Stato di avanzamento:** Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.

---

<sup>14</sup> Data condizionata dalle iniziative produttive nell'area.

## Interventi su impianti esistenti e autorizzati

### Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze – S.Barbara

**anno: 2010<sup>15</sup>**

*Disegno: Prot. Intesa per S. Barbara*

Al fine di ripristinare la piena capacità di trasporto (vincoli di limitazione in corrente) dei collegamenti a 380 kV tra le stazioni di Calenzano e Poggio a Caiano, consentire il pieno sfruttamento della capacità produttiva della centrale termoelettrica di S. Barbara ed apportare miglioramenti ambientali, sono previsti gli interventi di seguito descritti e inseriti nel "Protocollo d'Intesa per la centrale termoelettrica di Santa Barbara, ed il suo inserimento nella rete per la realizzazione della direttrice a 380 kV di collegamento Cavriglia - Tavarnuzze - Casellina e per i relativi interventi di miglioramento ambientale", sottoscritto da Regione Toscana ed Enel SpA il 28/02/2000.

Sarà realizzata, presso la stazione di Casellina, una nuova sezione a 380 kV da raccordare alle esistenti linee in doppia terna a 380 kV per Calenzano e Poggio a Caiano (attualmente "Tavarnuzze - Poggio a Caiano" e "Tavarnuzze - Calenzano") ed alla linea a 380 kV per la stazione di Tavarnuzze.

In seguito, si provvederà a realizzare due nuovi elettrodotti a 380 kV in singola terna:

- il primo "Casellina – Tavarnuzze", sfruttando parte del tracciato degli elettrodotti a 380 kV in doppia terna "Tavarnuzze - Poggio a Caiano" e "Tavarnuzze – Calenzano" nel tratto (da demolire) compreso tra Tavarnuzze e Casellina;
- il secondo, di circa 30 km, "Tavarnuzze – S. Barbara", sfruttando parte del tracciato della linea a 220 kV in doppia terna esistente.

Saranno inoltre realizzati i seguenti nuovi raccordi:

- il primo, tra la stazione di Calenzano e l'attuale linea a 220 kV "Colunga - Casellina", consentirà di ottenere la direttrice a 220 kV "Calenzano - S. Benedetto del Querceto - Colunga";
- il secondo collegherà, direttamente in località Castelnuovo dei Sabbioni, la stazione di Santa Barbara all'attuale linea a 220 kV proveniente dalla stazione di Arezzo C.

L'intervento nel suo complesso prevede anche:

- l'installazione, nella stazione di Calenzano (temporaneamente, in attesa del riclassamento

a 380 kV della linea "Calenzano - Colunga"), di un ATR 380/220 kV da 400 MVA;

- l'installazione, nella nuova stazione 380 kV di Casellina, di due ATR 380/132 kV da 250 MVA (al fine di compensare la contestuale dismissione degli esistenti due ATR 220/132 kV da 160 MVA), necessaria per soddisfare la crescente richiesta di potenza nell'area e per compensare la successiva dismissione della trasformazione 220/132 kV di Tavarnuzze.

Successivamente al completamento delle opere descritte saranno demoliti i seguenti elettrodotti compresi tra le stazioni di Poggio a Caiano, Calenzano e S. Barbara:

- il tratto in doppia terna tra Tavarnuzze e Casellina degli elettrodotti a 380 kV "Tavarnuzze – Poggio a Caiano" e "Tavarnuzze – Calenzano", per complessivi 8 km circa;
- le due linee a 220 kV, di circa 9 km ciascuna, tra le stazioni di Poggio a Caiano e Casellina;
- le due linee a 220 kV comprese tra le stazioni di Casellina e Tavarnuzze, per complessivi 16 km circa;
- il tratto compreso tra Tavarnuzze e Castelnuovo dei Sabbioni della linea a 220 kV "Tavarnuzze - Arezzo C.", per complessivi 32 km circa;
- l'elettrodotto in doppia terna a 220 kV tra S. Barbara e Tavarnuzze, per complessivi 28 km circa;
- il tratto compreso tra Calenzano e Casellina della linea a 220 kV "Colunga - Casellina", per complessivi 9 km circa.

Saranno inoltre dismesse dalla RTN le sezioni a 220 kV delle stazioni di Poggio a Caiano, Casellina e Tavarnuzze.

Inoltre, al fine di soddisfare le nuove richieste di potenza sulla rete MT ad est della stazione di Casellina e garantire la continuità e la sicurezza del servizio elettrico locale, si procederà - possibilmente in anticipo rispetto alla data indicata per l'intervento complessivo - alla sostituzione dei due attuali trasformatori 132/15 kV da 25 MVA con altrettanti da 40 MVA.

Successivamente alla data indicata saranno realizzate le opere di razionalizzazione tra le quali le stazioni di transizione e le demolizioni degli asset non più necessari. Per consentire una migliore regolazione della tensione ed assicurare adeguati livelli di qualità e sicurezza nell'esercizio della rete AT nell'area di Firenze, sarà installata una reattanza

<sup>15</sup> La data indicata si riferisce all'entrata in servizio delle stazioni e del collegamento 380 kV.

di compensazione da 200 MVar nella futura stazione a 380 kV di Casellina.

Ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", le attività principali sono state inserite tra quelle di "preminente interesse nazionale" contenute nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001.

**Stato di avanzamento:** Il 3 agosto 2007 il CIPE ha approvato il progetto definitivo dell'elettrodotto a 380 kV "S. Barbara – Tavarnuzze – Casellina". Nel 2006 sono stati completati i lavori presso la stazione 380 kV di S. Barbara alla quale è stata connessa la nuova centrale in ciclo combinato Enel Produzione di S. Barbara (Cavriglia - AR). Nel 2008 sono stati completati i lavori presso la stazione 380 kV Casellina (l'installazione della reattanza sarà completata successivamente). Nel corso del 2009 sono entrati in servizio i raccordi 380 kV alla stazione 380 kV Casellina.

### Stazione 380 kV Carpi Fossoli (MO)

**anno: 2012**

*Disegno: SE di Carpi Fossoli*

Per soddisfare la crescente richiesta di potenza elettrica nell'area delle Province di Modena e Reggio Emilia, nel corso del 2006 è stata realizzata una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV in località Fossoli (MO), nelle immediate vicinanze del sito dell'attuale centrale "Carpi Turbogas" ed in adiacenza alla linea a 380 kV "Caorso - S. Damaso", alla quale la stazione è stata collegata in entra-esce mediante la realizzazione di due raccordi a 380 kV in semplice terna.

Alla nuova stazione, equipaggiata con due ATR 380/132 kV da 250 MVA, verranno raccordate le due linee di trasmissione in doppia terna "Carpi Sud - Carpi TG", mediante la realizzazione di quattro brevi raccordi a 132 kV.

Alla sezione a 132 kV, equipaggiata con una nuova batteria di condensatori da 54 MVar, saranno raccordate le linee 132 kV per Fabbrico, Correggio e Carpi Nord (con derivazione Carpi FS).

Al fine di consentire la necessaria flessibilità e sicurezza di esercizio, vista anche la presenza delle numerose linee in ingresso, la stazione di smistamento di Carpi Sud verrà mantenuta in doppia sbarra, conservando il banco di condensatori da 54 MVar e gli attuali collegamenti a 132 kV (ad eccezione di quello verso Correggio): la linea in doppia terna verso la nuova stazione di Carpi Fossoli (che attualmente collega Carpi TG a Carpi Sud), i collegamenti con Rubiera, Crevalcore, Modena Nord e la linea verso Correggio (futura Carpi Nord), utilizzata per modificare il tracciato dell'elettrodotto "Carpi Sud - Carpi Nord".

Al termine dei lavori si otterranno quindi gli elettrodotti AT "Correggio - Carpi F." e "Fabbrico - Carpi F." con adeguata capacità di trasporto.

Successivamente alla data relativa all'intervento complessivo, presso la stazione 132 kV di Carpi Sud, è previsto l'adeguamento dell'intero impianto ai nuovi valori di corto circuito.

Ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", l'intervento è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001.

**Stato di avanzamento:** Attualmente risultano completati e già in servizio la sezione a 380 kV e i raccordi a 380 kV alla stazione, ma l'intervento nel suo complesso è strettamente correlato alla disponibilità dei collegamenti 132 kV, in assenza dei quali la nuova stazione non può garantire l'alimentazione in piena sicurezza della rete.

In data 25/05/2006 il Comune di Carpi ha espresso parere favorevole alla variante proposta da ENEL Distribuzione. In data 4 giugno 2007 (Delibera n°2007/820) sono stati autorizzati, dalla Regione Emilia Romagna, i lavori sulla rete a 132 kV.

### Razionalizzazione 132 kV area di Lucca

**anno: 2010/2011**

*Disegno: Razionalizzazione 132 kV area di Lucca*

L'attività comprende gli interventi inseriti nel "Protocollo d'Intesa tra il Comune di Lucca, la Regione Toscana, la Provincia di Lucca, l'Autorità di Bacino del Fiume Serchio e Terna per l'assetto della rete AT nel Comune di Lucca", sottoscritto il 28/02/2000.

Il nuovo assetto della rete consentirà di migliorare la sicurezza di esercizio, riducendo nel contempo in modo significativo l'impatto ambientale degli impianti in alta tensione presenti nel territorio del Comune di Lucca.

Saranno realizzati i seguenti interventi:

- ricostruzione di parte del collegamento a 132 kV "S. Pietro a Vico - Vinchiana";
- realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV alla CP di Lucca Ronco, che consentirà il superamento dell'attuale derivazione rigida "Lucca Ronco - Diecimo - der. Filettole", dando luogo ai due nuovi collegamenti "Filettole - Lucca Ronco" e "Lucca Ronco - Diecimo". In seguito alla realizzazione del citato raccordo di Lucca Ronco, sarà demolita la linea a 132 kV ex "Filettole - Vinchiana" nel tratto da Lucca Ronco fino al punto di avvicinamento con la linea "S. Pietro a Vico - Vinchiana". Il rimanente tratto di accesso a Vinchiana della linea sarà riutilizzato



per completare il citato collegamento "S. Pietro a Vico - Vinchiana";

- realizzazione in cavo del nuovo elettrodotto di trasmissione "Lucca Giannotti - S. Pietro a Vico";
- adeguamento degli impianti di Pian Rocca e Vinchiana.

Sarà ricostruito l'elettrodotto a 132 kV "Diecimo - Lucca Ronco". Infine si procederà alla demolizione del tratto di elettrodotto di trasmissione a 132 kV "Lucca Giannotti - Lucca Ronco", compreso tra il futuro collegamento a 132 kV "Lucca Ronco - Diecimo" e la CP di Lucca Giannotti.

L'intervento nel suo complesso consentirà anche di rinforzare la rete a 132 kV che dalle stazioni di trasformazione di Marginone ed Avenza alimenta l'area di Lucca e Pisa, contribuendo a ridurre la dipendenza dalla produzione della c.le di Livorno.

**Stato di avanzamento:** Il processo autorizzativo per gli interventi che interessano le linee a 132 kV "Lucca Ronco - Filettole", "Lucca Ronco - Diecimo", "S. Pietro a Vico - Vinchiana" e "S. Pietro a Vico - Lucca Giannotti" si è concluso il 21 giugno 2007 con il decreto autorizzativo n. 239/EL-50/29/2007. Sono entrati in servizio i seguenti elettrodotti 132 kV: "Lucca Giannotti - S. Pietro a Vico" (05/10/2008); "Lucca Ronco - Filettole" e "Diecimo - Lucca Ronco" (30/10/2008). Sono conclusi i lavori sull'elettrodotto 132 kV "S. Pietro a Vico - Vinchiana".

Gli ulteriori interventi inerenti varianti al progetto sono attualmente in corso.

### **Stazione 380 kV Poggio a Caiano**

**anno: 2010**

Sulla base di quanto già concordato tra il Comune di Poggio a Caiano ed Enel SpA, sarà modificato l'assetto della rete afferente alla stazione in oggetto.

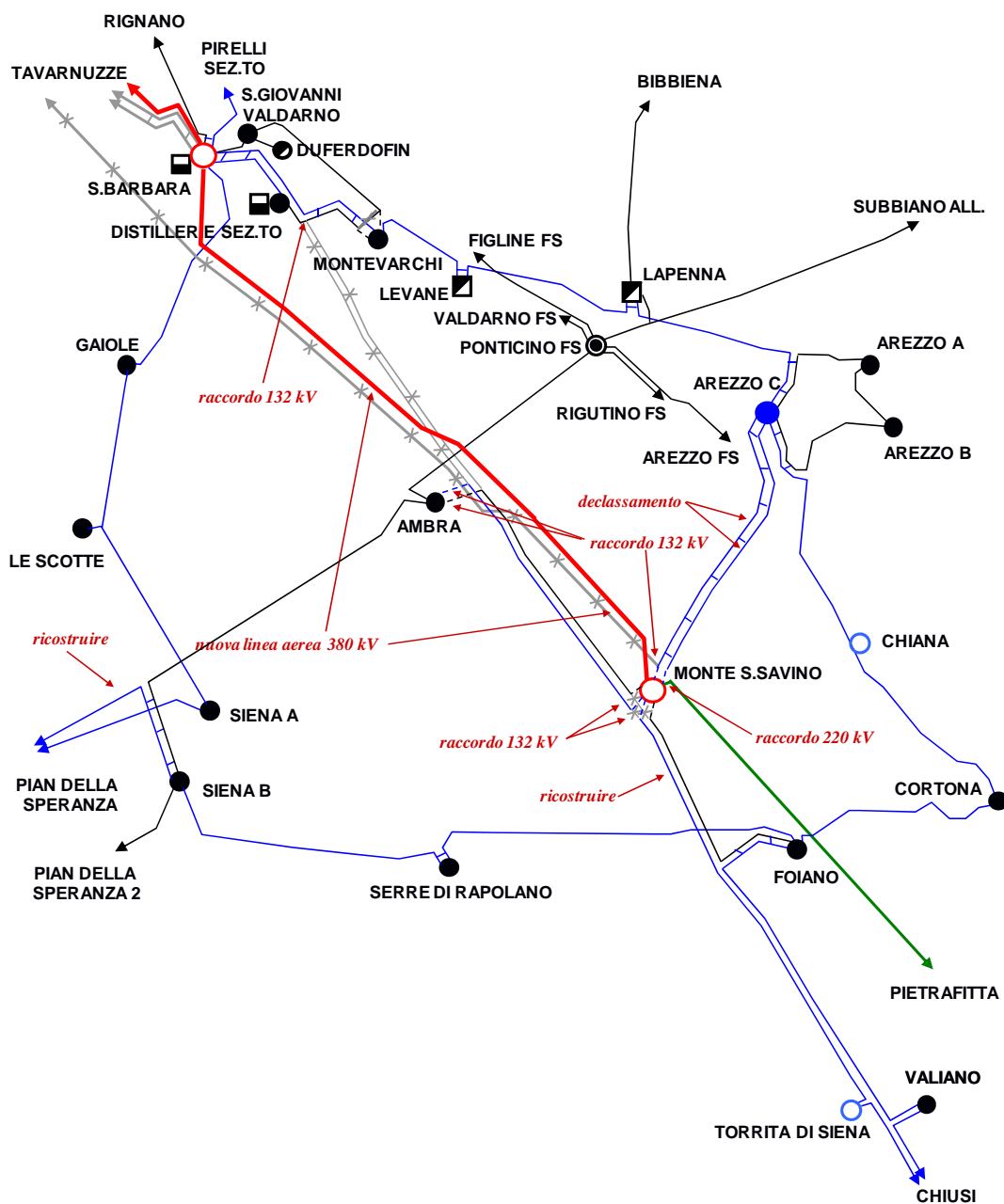
In particolare sarà demolito il tratto terminale di circa 2,15 km della linea a 380 kV "Marginone - Poggio a Caiano"; la rimanente parte del suddetto elettrodotto verrà collegata alla linea a 380 kV "Poggio a Caiano - Calenzano". Si otterrà così un collegamento diretto "Marginone - Calenzano".

L'intervento potrà essere avviato solo dopo che saranno stati realizzati la sezione a 380 kV di Casellina e i relativi raccordi a 380 kV (cfr. "Elettrodotto 380 kV Casellina - Tavarnuzze - S. Barbara"), che attraverso la nuova direttrice di trasmissione a 380 kV "Calenzano - Casellina - Poggio a Caiano", consentiranno di garantire in ogni circostanza la piena efficienza di un collegamento a 380 kV tra le stazioni di Calenzano e Poggio a Caiano.

**Stato di avanzamento:** L'intervento è stato inserito nell'accordo "Completamento della ristrutturazione della SE di Poggio a Caiano" sottoscritto da Comune di Poggio a Caiano ed Enel SpA il 21.2.1998. Il 31/07/2007 è stata presentata domanda di autorizzazione (EL 97) alla costruzione ed esercizio. Il 20/02/2009 sono stati autorizzati i lavori previsti.

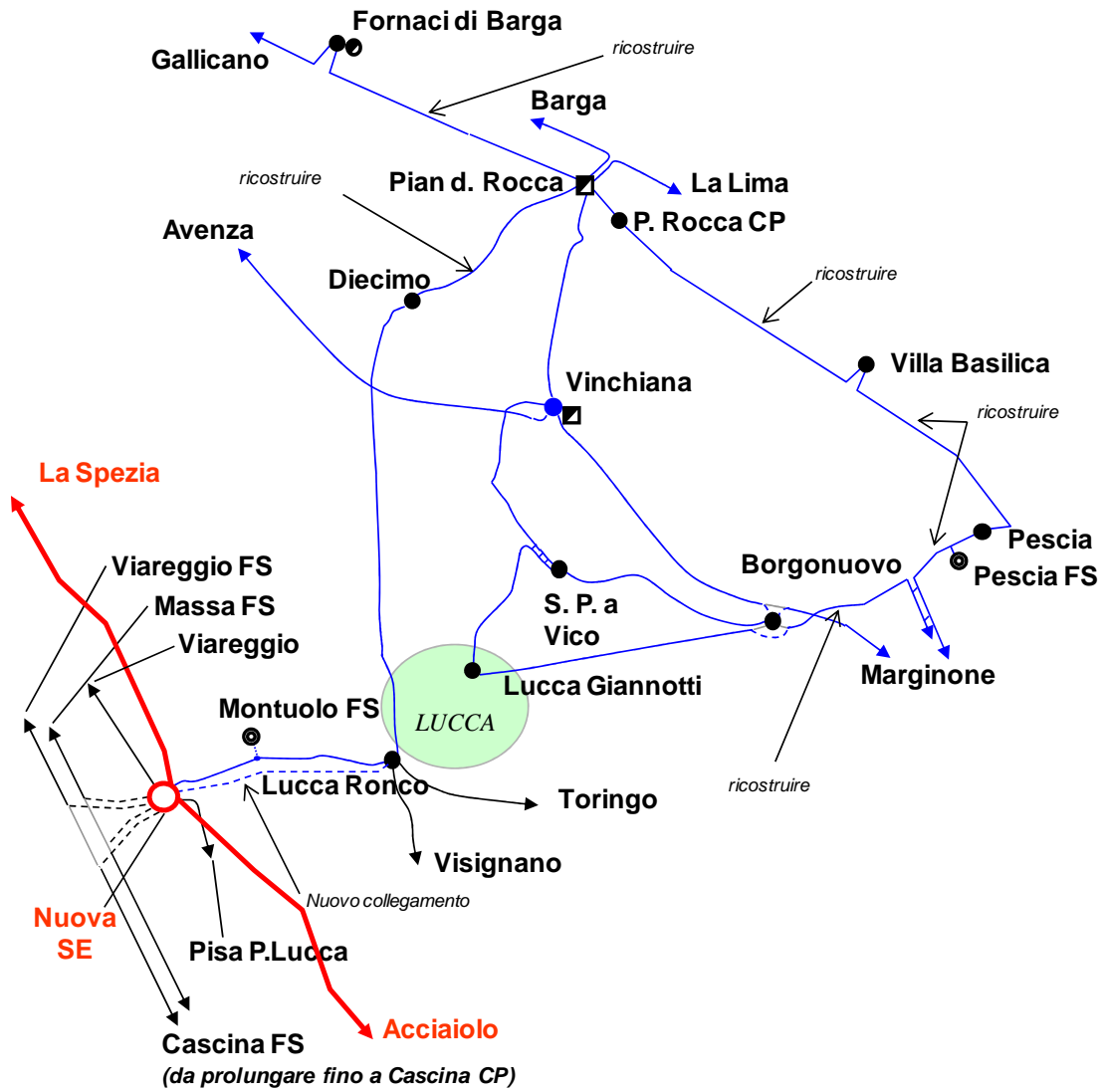
Razionalizzazione di Arezzo

Lavori Programmati



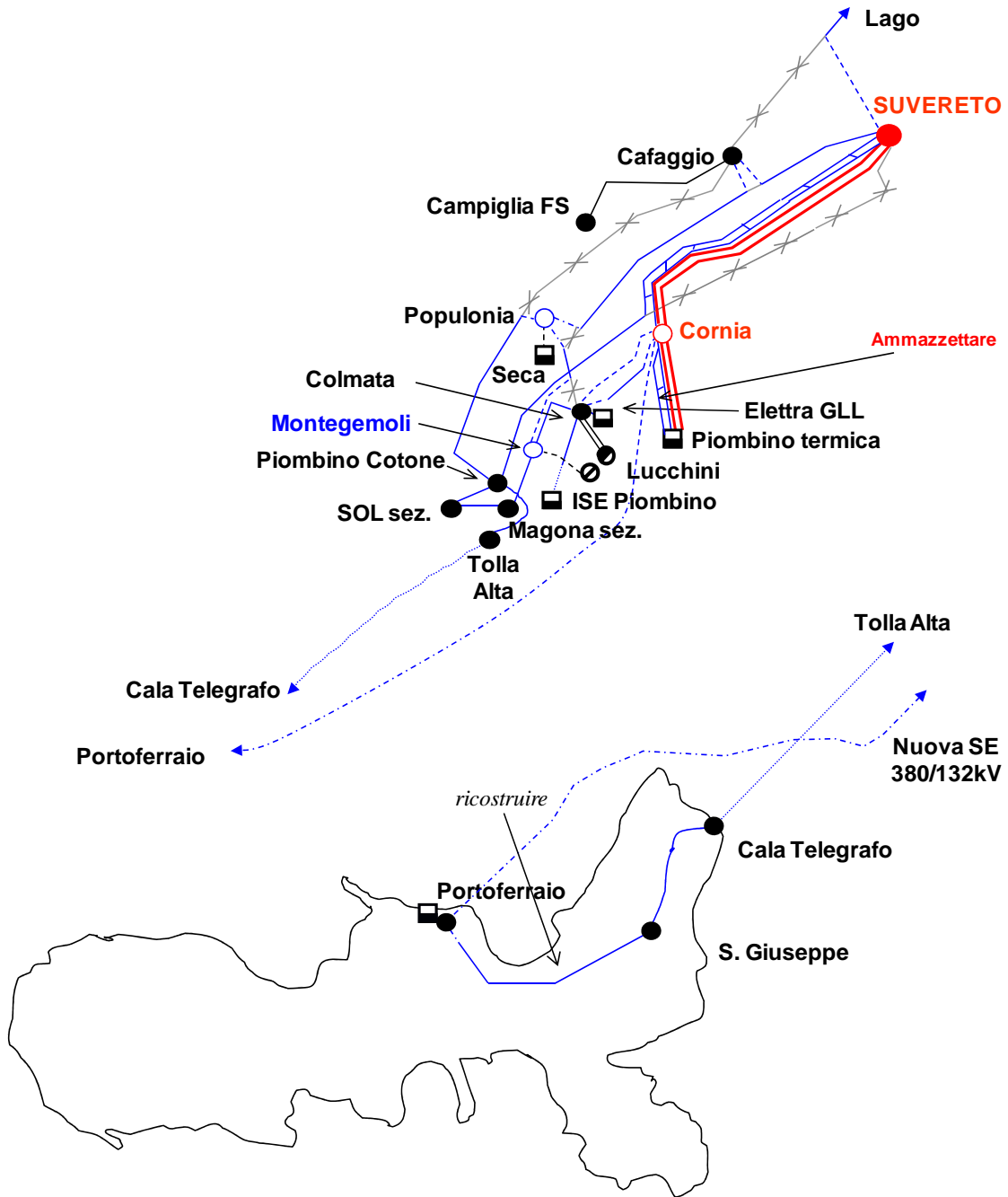
Riassetto rete 380/132 kV Area di Lucca

Lavori Programmati



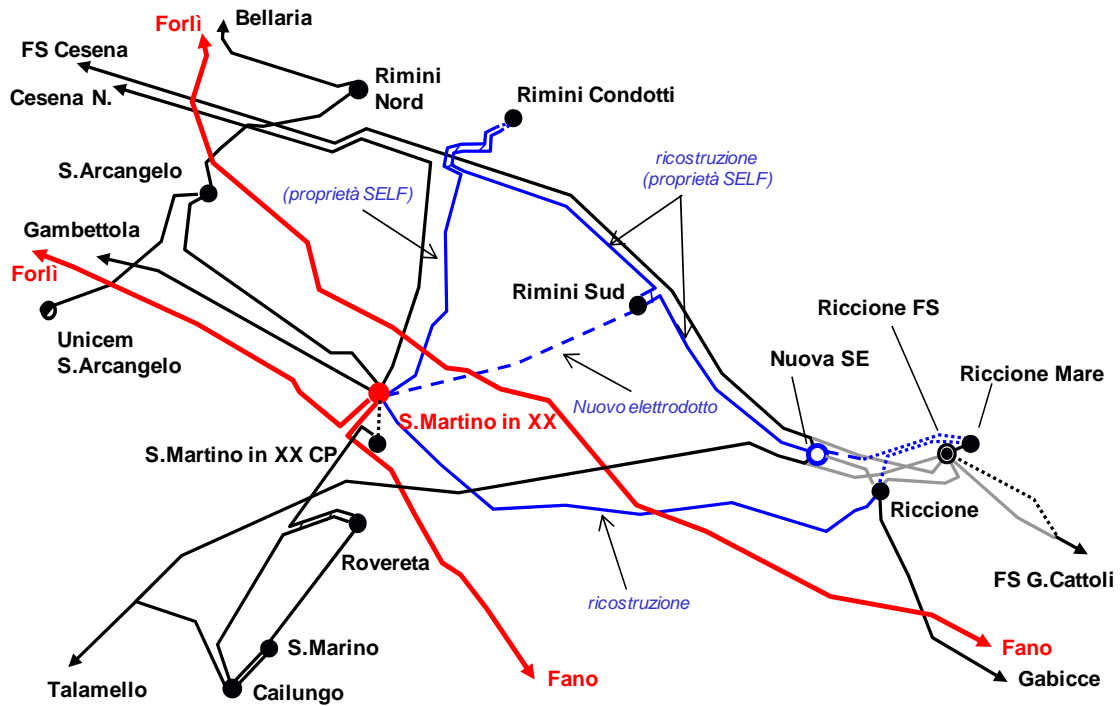
Piombino / Elba - Continente

Lavori Programmati



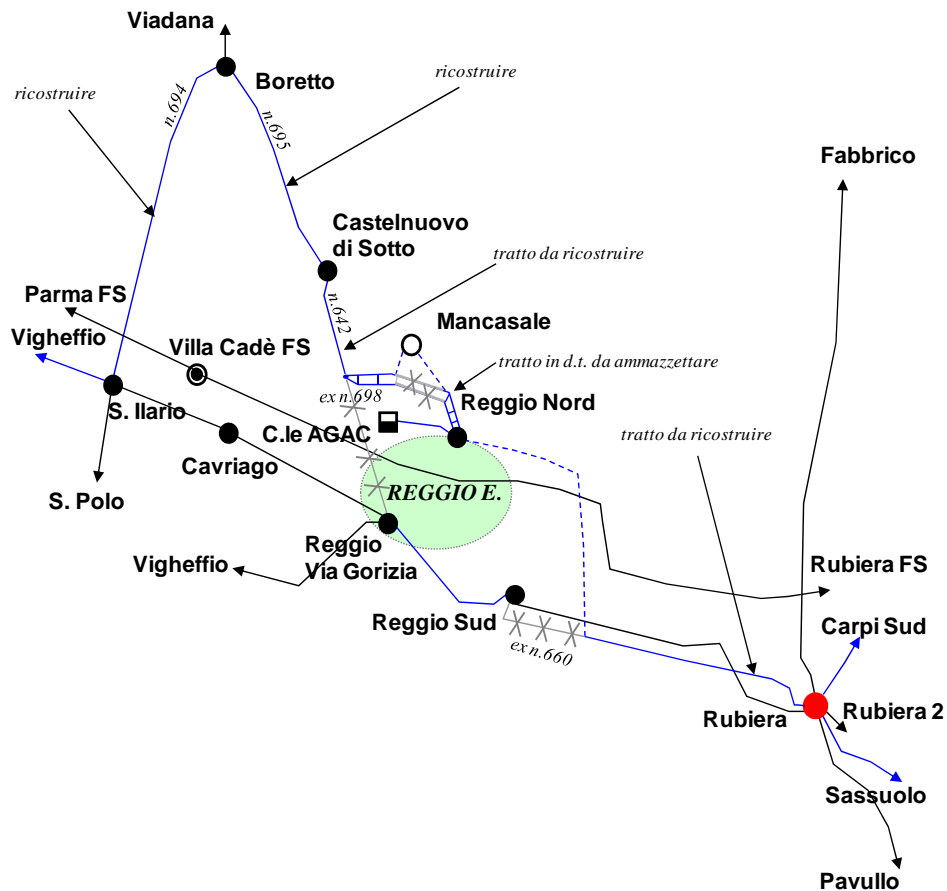
## Anello 132 kV Rimini - Riccione

Lavori Programmati

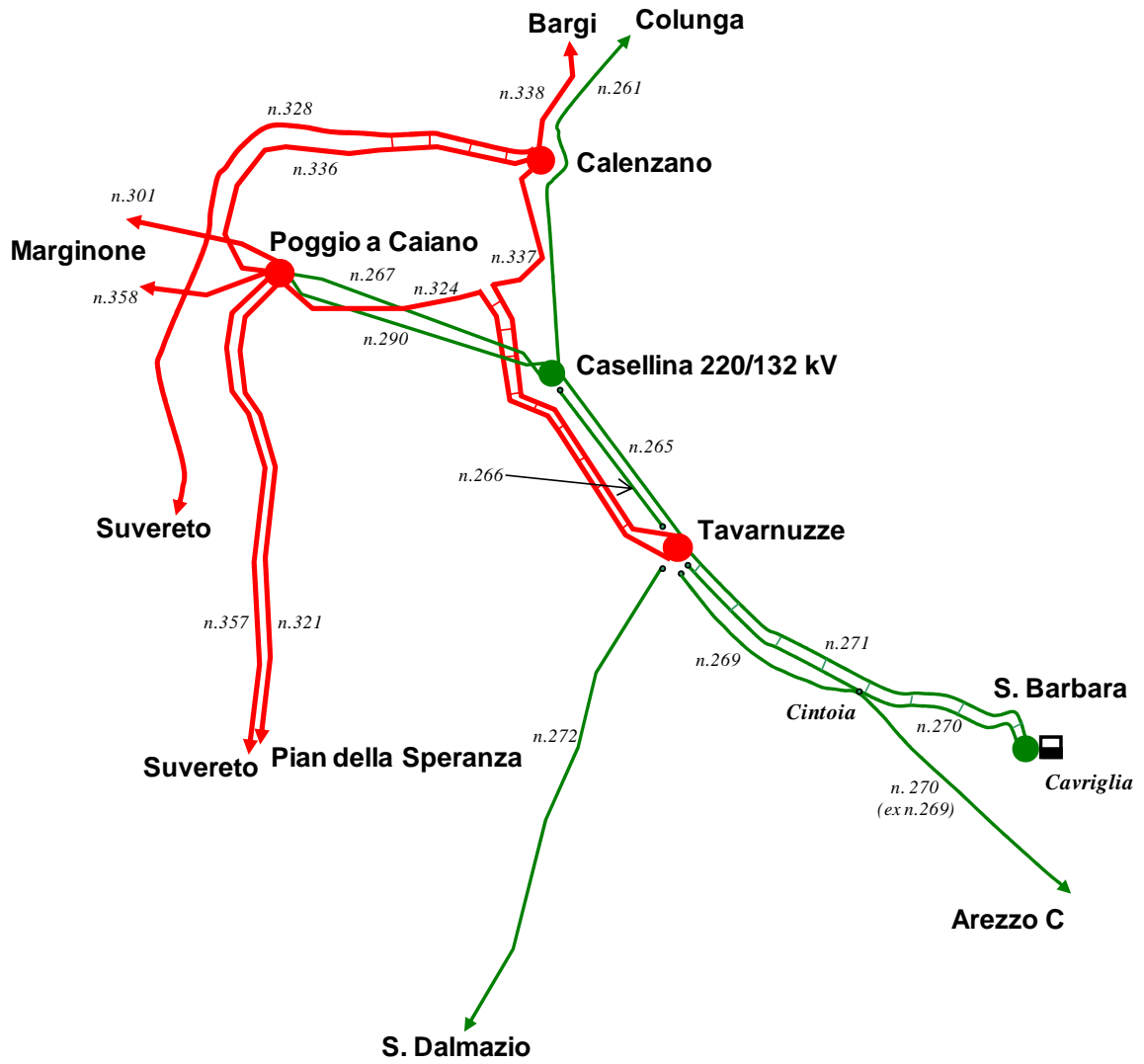


## Interventi area di R. Emilia

Lavori programmati

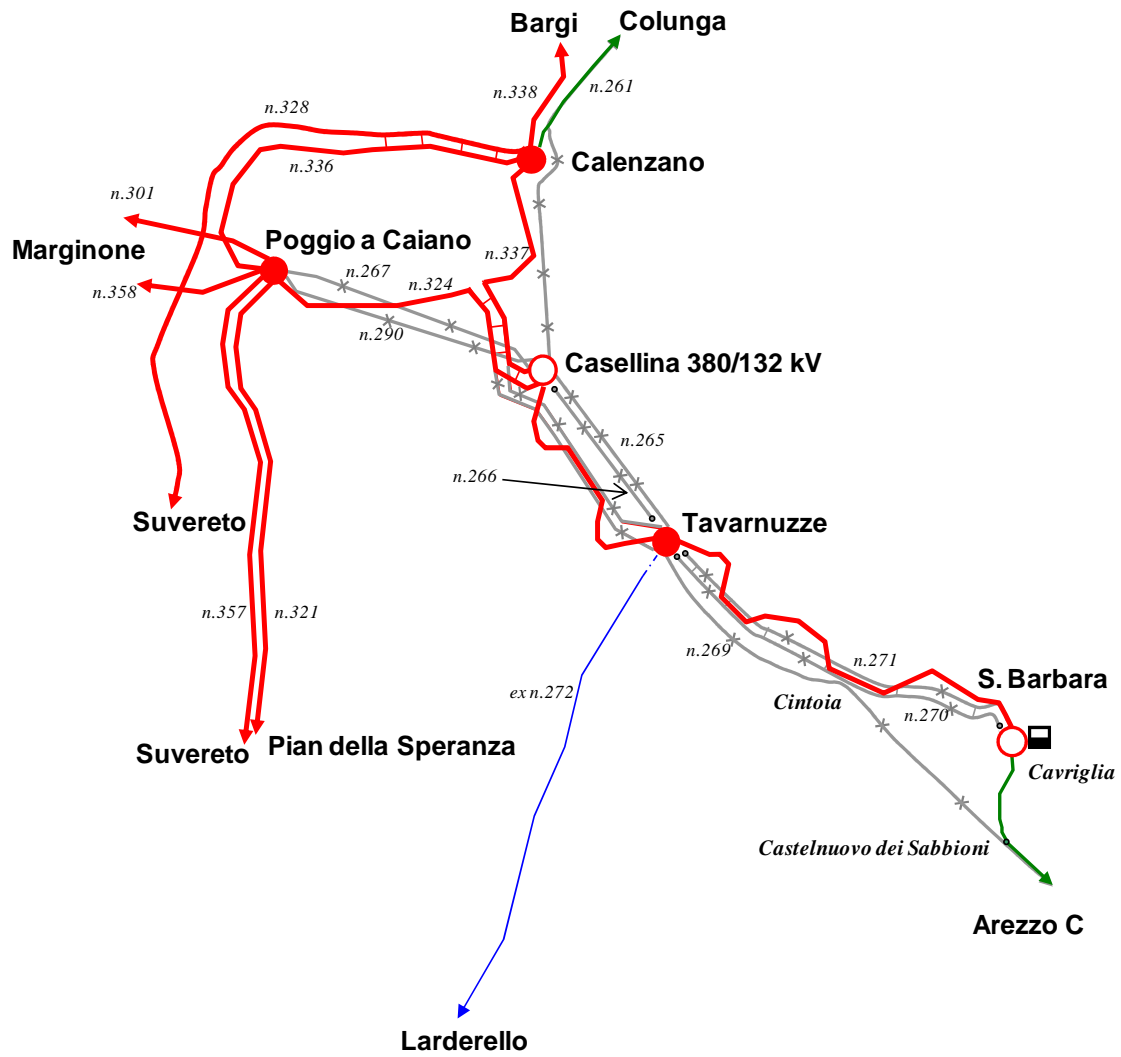


Situazione iniziale



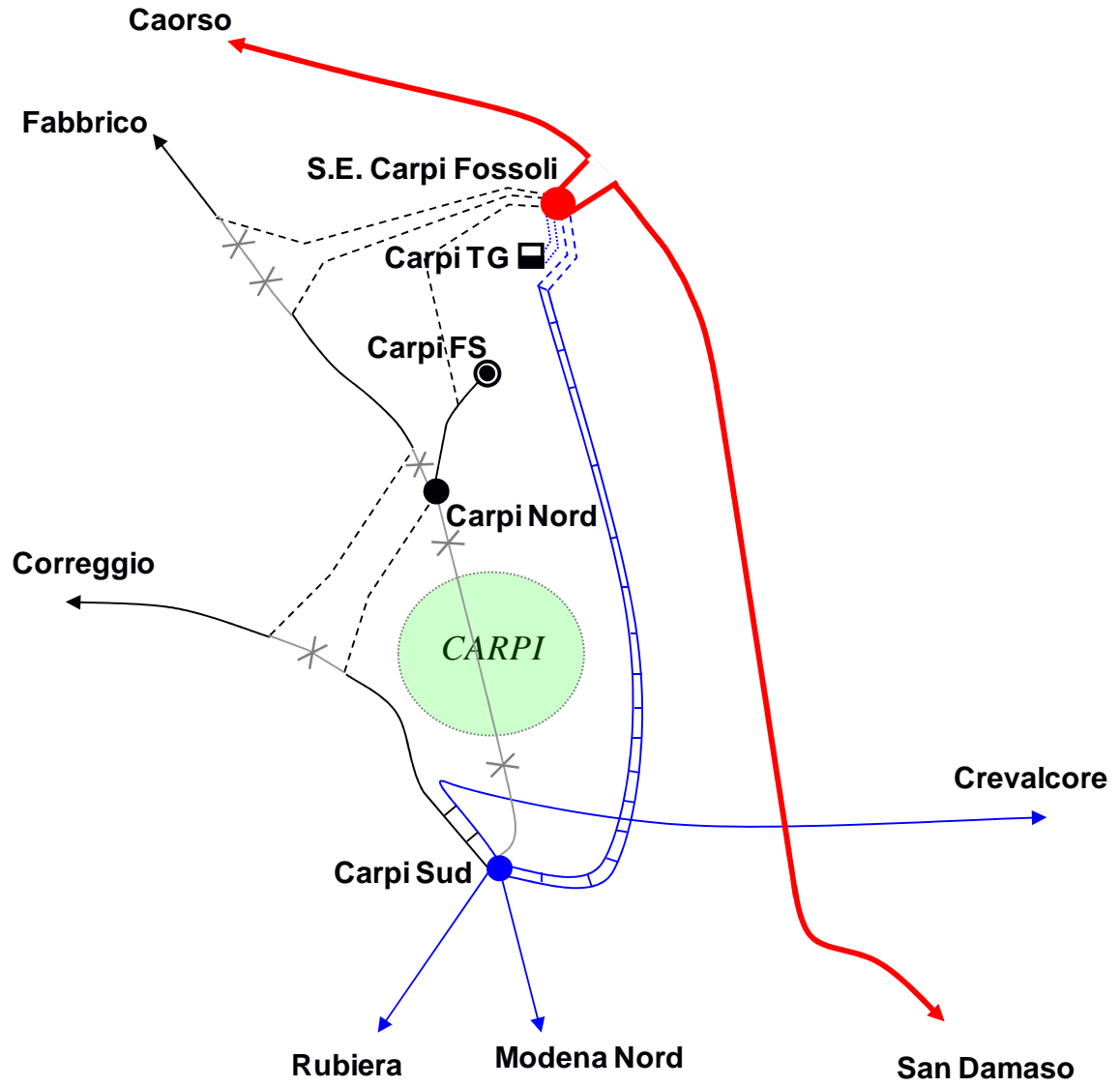
Prot. Intesa per S. Barbara

Lavori programmati



S.E. di Carpi Fossoli

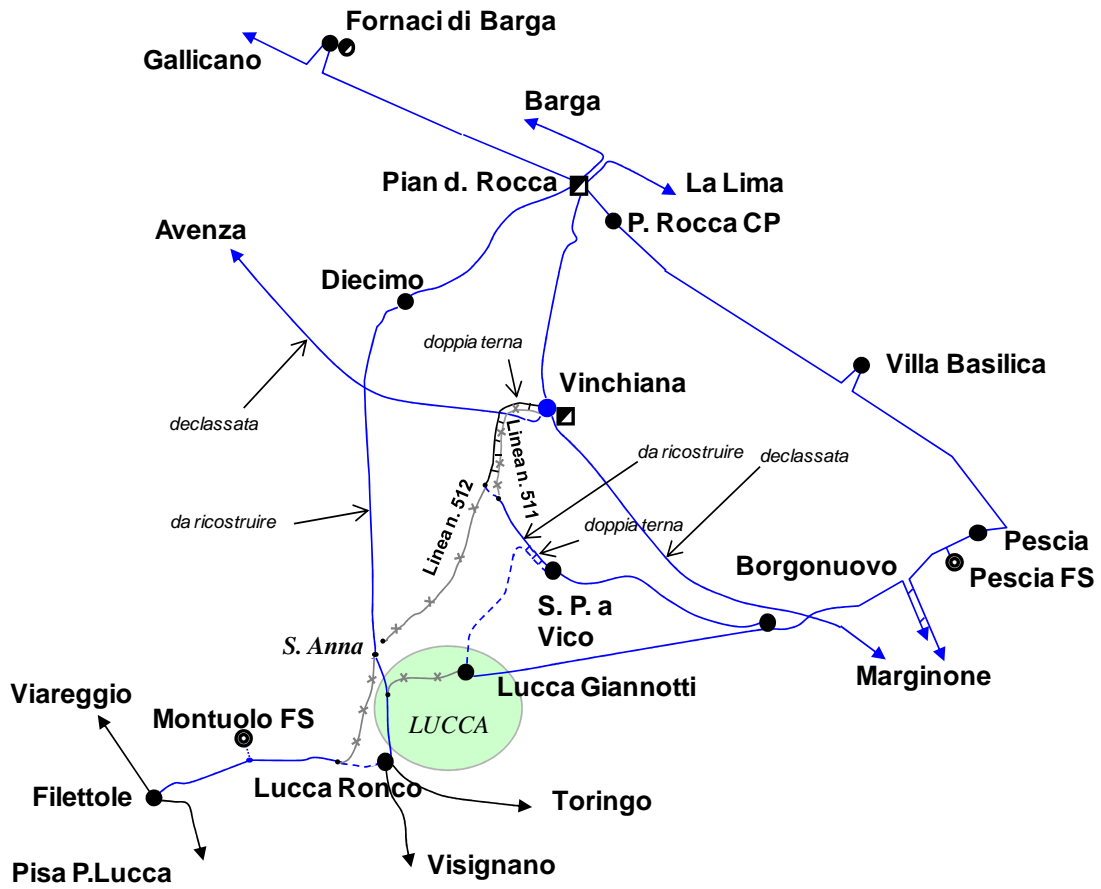
Lavori programmati





Razionalizzazione 132 kV Area di Lucca

Lavori programmati





## 4.5 Area Centro



### Interventi previsti

#### Riassetto area metropolitana di Roma

*anno: 2013/lungo termine*

*Disegno: Riassetto Roma*

Nell'ottica di migliorare la continuità e la qualità del servizio dell'area di Roma e per poter far fronte all'aumento di domanda di energia elettrica conseguente ad uno sviluppo sia commerciale sia residenziale, sono previsti la realizzazione e la ricostruzione di stazioni di trasformazione ed elettrodotti in alta ed altissima tensione, nonché alcuni interventi finalizzati al miglioramento della sicurezza del sistema.

Tali interventi di sviluppo sono oggetto di uno specifico Protocollo di Intesa tra il Comune di Roma, Terna ed Acea e prevedono la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area Sud Ovest della città di Roma, in posizione baricentrica rispetto alle linee di carico, e di una nuova sezione a 380 kV nell'attuale stazione elettrica a 220 kV di Flaminia. Quest'ultima sarà collegata in entra-esce alla nuova direttrice a 380 kV tra le stazioni elettriche di Roma Nord e Roma Ovest.

Al riclassamento a 380 kV della stazione di Flaminia sono associati i seguenti interventi:

- sfruttando parte della linea aerea a 150 kV "Roma Ovest – Fiano", si realizzerà la nuova direttrice a 150 kV tra le stazioni elettriche di Flaminia e Roma Ovest, connettendo in entra-esce le nuove CP La Storta e Primavalle; queste ultime, in anticipo rispetto al completamento della citata direttrice, saranno connesse all'attuale linea a 150 kV "Roma O. – Fiano Romano – Flaminia Acea", nel tratto "Roma O. – Fiano Romano all.";

- in seguito saranno dismessi i tratti non più utilizzati del citato elettrodotto;
- sarà realizzato il nuovo elettrodotto 150 kV "Monterotondo – Roma Nord", sfruttando parte del tracciato dell'attuale linea a 60 kV verso Monterotondo;
- l'attuale linea 150 kV "Flaminia – Nomentana" sarà attestata alla SE Roma Nord in modo da ottenere un collegamento diretto "Roma Nord – Nomentana"

Inoltre, a cura di ACEA saranno realizzati i seguenti interventi sulla rete di distribuzione:

- sarà operato il riassetto della rete a 150 kV compresa fra la stazione di Roma Nord, la nuova stazione di Flaminia e le CP Cassia e Bufalotta, ottenendo gli elettrodotti a 150 kV "Flaminia – Cassia" e "Roma Nord – Bufalotta", che utilizzeranno parte del tracciato delle linee a 150 kV "Roma Nord – Cassia" e "Flaminia – Bufalotta"; in seguito saranno dismessi i tratti di linea non più necessari;
- sarà collegata la stazione di Roma Nord con la CP S. Basilio mediante la realizzazione di un nuovo raccordo a 150 kV in uscita dalla stazione di Roma Nord e l'utilizzo degli elettrodotti a 150 kV "Flaminia – Smist. Est" (una delle due terne) e "Smist. Est – S. Basilio"; in seguito sarà dismesso il tratto dell'elettrodotto a 150 kV non più utilizzato.

Successivamente al completamento dei nuovi collegamenti a 380 kV, nel territorio comunale, si dismetteranno i tratti non più utilizzati delle linee a 220 kV "S. Lucia – Roma Nord", "S. Lucia –

Roma Nord – der. Flaminia” e “Roma Nord – Flaminia”.

La nuova stazione elettrica 380/150 kV nell’area Sud Ovest della città di Roma sarà collegata in entra-esce all’attuale linea a 380 kV “Aurelia – Roma Sud”, realizzando i necessari raccordi. Sono inoltre previsti i seguenti interventi di riassetto della rete in prossimità della nuova stazione elettrica:

- eliminazione del T rigido della linea a 150 kV “Fiera di Roma – Vitinia – der. Lido N.”, mediante realizzazione di un breve raccordo alla nuova SE Roma Sud Ovest e dismissione del tratto non più necessario; l’assetto finale prevede quindi i collegamenti a 150 kV “Fiera di Roma – Roma Sud Ovest”, “Roma Sud Ovest – Lido N.” e “Vitinia – Roma Sud Ovest”, che saranno ricostruiti nei tratti di portata limitata;
- realizzazione dei raccordi alla nuova SE Roma Sud Ovest per la connessione in entra-esce della linea a 150 kV “Ponte Galeria – Magliana”, sulla quale, in anticipo rispetto agli altri lavori, sarà connessa in entra-esce la futura CP Parco dei Medici;
- ricostruzione della linea a 150 kV “Vitinia – Tor di Valle”;
- realizzazione della nuova linea di distribuzione a 150 kV “Roma Sud – Lido N.” (intervento a cura di ACEA).

Nell’ambito dei lavori, saranno realizzate anche alcune varianti di tracciato e, ove necessario, alcune opere di interrimento in cavo.

Inoltre è prevista la ricostruzione dei collegamenti a 150 kV tra la stazione di Roma Sud e la stazione ACEA Laurentina, nei tratti attualmente limitati, nonché la ricostruzione dei cavi RTN a 220 kV e 150 kV interni alla città di Roma.

In anticipo rispetto alla data indicata, è anche previsto l’adeguamento delle stazioni 380 kV di Roma Nord e Roma Sud sia ai nuovi transiti di potenza, sia ai nuovi valori di corto circuito (stallo trasformatore AT/MT).

Associate all’intervento sono altresì previste alcune opere di razionalizzazione della rete AAT/AT nell’area.

**Stato di avanzamento:** In data 29/11/2007 Terna, Acea Distribuzione e il Comune di Roma hanno firmato il Protocollo d’Intesa “Riassetto della rete elettrica di trasmissione nazionale e di distribuzione AT nel Comune di Roma” per lo sviluppo coordinato nell’area metropolitana.

A seguito degli incontri con la Regione Lazio e il Parco di Veio, la Regione ha espresso il proprio parere in ambito VAS comunicando a Terna la

possibilità di derogare quanto previsto dal regolamento del Parco e, in particolare, di realizzare in aereo il 380 kV.

Il 12/03/2008 sono stati autorizzati i raccordi 150 kV alla CP Primavalle (decreto autorizzativo n.239/EL-79/52/2008). Il 19/12/2008 sono stati autorizzati gli interventi sugli elettrodotti 220 kV “Roma nord - Tiburtina” e “Tiburtina - Piazza Dante” (decreto autorizzativo n.239/EL-87/77/2008).

Nel primo semestre del 2009 si prevede di avviare l’iter autorizzativo di un primo pacchetto di interventi.

### Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova

anno: 2013/2014<sup>16</sup>

L’esame dei futuri scenari di produzione nel Meridione evidenzia un aumento delle congestioni sulla porzione di rete AAT in uscita dal nodo di Foggia, con conseguenti rischi di limitazioni per i poli produttivi nel Meridione. Al fine di superare tali vincoli è in programma il raddoppio e potenziamento della dorsale medio adriatica, mediante realizzazione di un secondo elettrodotto a 380 kV in doppia terna tra le esistenti stazioni di Foggia e Villanova (PE), con collegamento in entra-esce di una terna sulla stazione intermedia di Larino (CB), e dell’altra terna sulla stazione di connessione della nuova centrale di Gissi (CH).

Al fine di garantire l’alimentazione in sicurezza del carico nell’area tra Pescara e Teramo, in anticipo rispetto agli interventi precedentemente illustrati, è necessario il potenziamento delle trasformazioni della stazione di Villanova. Inoltre, nel quadro degli interventi previsti sulla rete a 380 kV (cfr. “Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo”), presso la SE di Villanova sarà eliminata la sezione a 220 kV e potenziata l’alimentazione dei sistemi a 132 kV e 150 kV, direttamente dal livello di tensione 380 kV.

Pertanto nella SE di Villanova sono in programma gli interventi di seguito descritti:

separazione, secondo standard attuali, delle sezioni 132 kV e 150 kV ed installazione di un terzo ATR 380/132 kV per incrementare la sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete;

installazione di due nuovi ATR 380/150 kV da 250 MVA al posto delle attuali trasformazioni 220/150 kV;

riduzione dell’attuale sezione a 220 kV ad un semplice stallo con duplice funzione di secondario ATR 380/220 kV (esistente) e montante linea per la

<sup>16</sup> Data relativa all’ipotesi di avvio delle autorizzazioni delle tratte separate Villanova-Gissi, Gissi-Larino, Larino – Foggia.

direttrice a 220 kV “Candia – Villanova” (cfr. “Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo”).

Oltre agli interventi previsti, presso la stazione di Villanova sarà installato un Phase Shifting Transformer (PST), la cui funzione sarà quella di regolare i flussi di potenza sulla afferente rete AAT.

Infine, in relazione al notevole aumento dell’impegno delle trasformazioni presenti attualmente nella stazione di Larino, è prevista l’installazione di un nuovo ATR 380/150 kV da 250 MVA. In tale contesto di sviluppo e di incremento della generazione da fonte rinnovabile prevista nell’area del Campobassano, sarà anche necessario ampliare l’attuale sezione AT predisponendola all’esercizio a tre sistemi separati e prevedendo la disponibilità di nuovi stalli linea per le future connessioni.

**Stato di avanzamento:** Sono in corso le attività di concertazione. Avviato il 21 dicembre 2009 l’iter autorizzativo del tratto “Gissi – Villanova”.

### Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo

**anno: 2015**

*Disegno: Sviluppo rete tra Pesaro ed Ancona*

Al fine di aumentare la magliatura della rete a 380 kV, migliorare la sicurezza e la continuità di alimentazione del carico elettrico della Regione Marche ed ottimizzare la gestione della rete stessa, è programmata la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV che conetterà la stazione di Fano con la stazione di Teramo raccordandosi in entra-esce alla futura stazione in provincia di Macerata.

Il nuovo elettrodotto contribuirà a migliorare la sicurezza della rete, fornendo una seconda alimentazione intermedia all’attuale arteria a 380 kV che da Fano fino a Villanova, tramite la connessione in serie di 3 stazioni di trasformazione, serve ad alimentare tutta la Regione Marche.

Risulteranno in tal modo semplificate anche le attività ed i tempi di manutenzione ordinaria della rete a 380 kV sul versante adriatico e risulterà migliorata l’efficienza del servizio di trasmissione.

Inoltre, in considerazione delle numerose nuove centrali sulla costa adriatica e nel sud Italia, nell’ottica del nuovo mercato elettrico, il potenziamento della dorsale adriatica consentirà di ridurre i limiti di scambio fra le zone di mercato Nord e Centro e di migliorare i profili di tensione e quindi la qualità del servizio elettrico.

Nell’ambito dei lavori, la stazione di Teramo sarà raccordata alla linea a 380 kV “Villavalle – Villanova”.

In considerazione dell’aumento di carico elettrico, attualmente soddisfatto in parte dalla produzione locale (centrali di Falconara e Jesi) e in parte dall’importazione dalle Regioni limitrofe, è prevista la realizzazione di una nuova stazione nella provincia di Macerata. Tale stazione verrà a soddisfare la crescente richiesta di potenza nella provincia di Macerata e nella fascia costiera compresa tra S. Benedetto del Tronto (AP) e Ancona, che impegna notevolmente le attuali linee a 132 kV, soprattutto nel periodo estivo. Con tale nuova stazione si migliorerà la qualità del servizio locale e si ridurrà l’esigenza di dover realizzare nuove ulteriori linee a 132 kV in uscita dalle stazioni elettriche di Candia (AN) e Rosara (AP).

Il sito della stazione dovrà essere individuato in un’area possibilmente in posizione baricentrica rispetto al carico in modo da garantire l’alimentazione adeguata della rete, la necessaria sicurezza di esercizio e un limitato impatto ambientale.

Alla nuova stazione saranno inoltre raccordate in entra-esce le due linee RTN a 132 kV “Valcimarra - Abbadia CP”, i cui tronchi di linea nel tratto compreso tra la nuova SE e l’esistente CP di Abbadia saranno opportunamente ricostruiti per alimentare adeguatamente la rete di trasporto in AT dell’area.

Qualora non fosse possibile raccordare entrambi gli elettrodotti 380 kV alla nuova stazione di trasformazione sarà necessario prevedere anche uno smistamento 380 kV.

In base a quanto sopra esposto la nuova stazione sarà configurata con due ATR 380/132 kV da 250 MVA e con le sezioni a 380 kV e a 132 kV realizzate in doppia sbarra, prevedendo su quest’ultima l’installazione di una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Inoltre per esigenze di sicurezza della rete, in attesa dell’entrata in servizio della nuova stazione a 380 kV, è opportuno installare con urgenza nell’impianto di Abbadia un ATR 220/132 kV da collegare in derivazione alla direttrice a 220 kV “Candia – Villanova” (cfr. “Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova”).

In anticipo rispetto agli altri interventi, saranno realizzate le opere di seguito descritte.

Nella stazione 380 kV di Candia sarà realizzato un secondo sistema di sbarre a 132 kV per l’esercizio ottimale del terzo ATR 380/132 kV da 250 MVA (già presente in impianto) e sarà sostituito il trasformatore AT/MT da 25 MVA con uno da 40 MVA, come richiesto da ENEL Distribuzione in considerazione dell’incremento del prelievo di potenza dal nodo stesso.

Nella stazione 380 kV di Rosara è programmato il potenziamento con l'installazione di un terzo ATR 380/132 kV da 250 MVA in luogo dell'attuale ATR 220/132 kV da 160 MVA non più adeguato, il conseguente smantellamento della meno affidabile sezione a 220 kV e la realizzazione di un secondo sistema di sbarre a 132 kV. Con la dismissione della sezione a 220 kV, per garantire una maggiore sicurezza all'alimentazione di Rosara, gli attuali raccordi in doppia terna a 380 kV saranno trasformati in due terne separate sfruttando l'opportunità di riclassare l'esistente raccordo a 220 kV.

Nell'ambito degli interventi previsti lungo la dorsale adriatica, sarà potenziata la direttrice 132 kV tra la SE di Candia e la CP di Fossombrone. In particolare sono previsti i seguenti interventi:

- sarà garantito un collegamento di adeguata capacità di trasporto tra la SE di Candia e la CP di Fossombrone, sfruttando l'ex linea a 220 kV "Colunga - Candia" declassata a 132 kV e collegata ai citati impianti. Il nuovo collegamento 132 kV sarà opportunamente raccordato alla CP ed alla SE di Camerata Picena, in modo da ottenere le linee a 132 kV "Candia - Camerata Picena", "Camerata Picena - Camerata CP" e "Camerata CP - Fossombrone";
- sarà inoltre dismessa la stazione di S. Lazzaro, ormai vetusta ed inadeguata, mettendo in continuità gli attuali collegamenti a 132 kV con Fossombrone e Furlo.

Una volta completati i lavori sulla direttrice AT tra la SE di Candia e la CP di Fossombrone, si potrà dismettere dalla RTN l'attuale linea a 132 kV "Candia - Camerata P.", mentre a valle della realizzazione della linea a 380 kV "Fano - Teramo" e della stazione di trasformazione 380/132 kV in provincia di Macerata potranno essere dismesse e demolite la linea 132 kV "Camerata Picena - S. Lazzaro" e la direttrice a 220 kV "Candia - Villanova" nel tratto compreso tra Candia e Montorio, laddove non più necessaria.

Al completamento di tali interventi di sviluppo, la centrale di Montorio sarà opportunamente ricollegata alla stazione di Teramo mediante un apposito ATR 380/220 kV da installare a Teramo. In alternativa si valuterà anche la possibilità di declassare a 132 kV la stazione di Montorio ed i collegamenti uscenti dalla stazione che eventualmente andranno connessi a Villanova e Teramo.

L'intervento di realizzazione della nuova SE in provincia di Macerata, ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", è stato inserito fra quelli di "preminente interesse

nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001, con il nome di "Stazione di trasformazione 380/130 kV di Abbadia".

**Stato di avanzamento:** *Con delibera regionale la Regione Marche ha condiviso i corridoi della linea a 380 kV "Fano - Teramo" ed il sito della nuova stazione in provincia di Macerata. Il 04/07/2008 è stata autorizzata (decreto autorizzativo n.239/EL-23/59/2008) la connessione in derivazione rigida dell'impianto di Abbadia alla linea a 220 kV "Candia - Montorio - der. Rosara". Il 13 Settembre 2009 presso Abbadia è entrato in servizio l'ATR 220/132 kV.*

### Interconnessione Italia-Balcani

**anno: 2014-2015**

Alla luce della prevista crescita e dell'ammodernamento in corso del parco produttivo presente nell'Est europeo ed allo scopo di garantire una maggiore integrazione del mercato elettrico italiano con i sistemi energetici del Sud-Est Europa (SEE), si prevede la realizzazione di nuovi collegamenti sottomarini in corrente continua tra la fascia adriatica della penisola italiana ed i Balcani.

In particolare, a valle degli studi di rete condotti in collaborazione con il Gestore di Rete Montenegriano (Prenos, già Elektro Privreda Crne Gore) sono stati individuati quali nodi ottimali per la connessione alle rispettive reti di trasmissione nazionale la stazione di Villanova in Italia e la stazione di Tivat in Montenegro, che con l'occasione dovrà essere adeguata alla nuova funzione di trasmissione con l'estero.

Attualmente sono in corso studi di dettaglio per la progettazione preliminare per i quali è stato anche richiesto alla Comunità Europea un contributo nel quadro dei finanziamenti finalizzati allo sviluppo delle infrastrutture elettriche di interconnessione (progetti TEN-E).

L'intervento consentirà ai clienti italiani la possibilità di approvvigionarsi delle risorse di generazione a basso costo disponibili nell'area del Sud-Est Europa, in particolare da fonte idrica e da lignite.

La capacità di trasporto sarà pari ad almeno 1000 MW, utilizzabile sia in importazione che in esportazione. Per il Montenegro, inoltre, l'interconnessione rappresenterebbe l'opportunità di collegare il Paese balcanico con il mercato elettrico dell'Unione Europea e consentirebbe di creare le condizioni per attrarre nuovi investimenti nel settore della generazione.

Analoghi studi sono in corso per la definizione dei progetti di interconnessione con la Croazia e

l'Albania: attualmente gli studi sono focalizzati sui nuovi collegamenti sottomarini in corrente continua sia tra l'area di Spalato (Croazia) e le Marche che tra l'Albania e la Puglia.

Inoltre, al fine di ridurre il rischio di congestioni di rete anche nell'area SEE e così garantire con maggiore continuità la disponibilità dell'energia prodotta, in parallelo alla realizzazione della nuova interconnessione, è previsto, in collaborazione con i relativi gestori di rete, un piano di interventi di rinforzo delle reti di trasmissione a 400 kV afferenti agli impianti oggetto di connessione.

**Stato di avanzamento:** *Nel corso del 2009 Terna e Prenos hanno siglato un Term Sheet – approvato anche dal Consiglio dei Ministri del Montenegro – per la cooperazione e la partnership industriale finalizzate alla realizzazione dell'interconnessione e dei relativi rinforzi di rete.*

*Il 13 ottobre 2008 l'Amministratore Delegato di Terna e il Direttore esecutivo di EPCG (ElektroPrivreda Crne Gore, società elettrica montenegrina), hanno firmato l'accordo per lo sviluppo dell'interconnessione elettrica tra Italia e Montenegro.*

*In data 26 ottobre 2007 è stato sottoscritto uno specifico accordo tra Terna ed il TSO croato (HEP OPS) per l'esecuzione dello studio di fattibilità dell'interconnessione, propedeutico alla realizzazione dell'infrastruttura; l'accordo fa seguito, concretizzandone i primi passi, alla dichiarazione sulla comune intenzione di realizzare l'interconnessione, siglata da entrambi i TSO il 3 ottobre 2006.*

*Il 02 dicembre 2009 è stato avviato l'iter autorizzativo del nuovo collegamento HVDC Italia-Montenegro e delle relative opere accessorie.*

### **Razionalizzazione 220 kV S. Giacomo**

**anno: 2011**

A seguito della completa attivazione della centrale a 380 kV di S. Giacomo ed in relazione agli impegni presi con le autorità locali, è in programma la demolizione della stazione di S. Giacomo Vecchia (ex Collepiano) a 220 kV e la realizzazione di una nuova sezione a 220 kV nella stazione di S. Giacomo Nuova.

Le linee a 220 kV "Popoli - S. Giacomo Vecchia" e "Villavalle – S. Giacomo Vecchia - der. Provvidenza" saranno raccordate alla futura sezione a 220 kV di S. Giacomo mediante due brevi collegamenti in modo da ottenere le linee "Popoli - S. Giacomo" e "Villavalle – S. Giacomo - der. Provvidenza". Alla sezione 220 kV di S. Giacomo Nuova sarà anche collegato il trasformatore 220/MT di proprietà ENEL.

Con le due nuove linee a 220 kV a S. Giacomo, si migliorerà l'immissione in sicurezza su tale rete della maggiore potenza prodotta dalla centrale, anche in caso di indisponibilità del collegamento a 380 kV.

Sarà inoltre completata la dismissione dalla RTN della linea a 220 kV "Villavalle - S. Giacomo Vecchia - der. Provvidenza" per il tratto ancora in servizio tra la SE 220 kV S. Giacomo Vecchia e la centrale di Provvidenza. Per rendere possibile la dismissione di tale linea, garantendo anche per il futuro l'attuale flessibilità e sicurezza di esercizio delle centrali presenti sull'asta del Vomano e soprattutto della centrale di Provvidenza, verrà preventivamente realizzato un breve raccordo a 220 kV dalla centrale di Provvidenza alla linea a 220 kV "Popoli - S. Giacomo" da collegarsi a tale linea. Si otterrà in tal modo il nuovo collegamento "Popoli - S. Giacomo - der. Provvidenza".

In anticipo rispetto alla data indicata, è anche previsto l'adeguamento dell'impianto di Popoli ai nuovi transiti di potenza.

**Stato di avanzamento:** *È in corso l'iter autorizzativo.*

### **Stazione 150 kV Celano (AQ)**

**anno: 2012**

**Disegno: Stazione Celano**

Per consentire il trasporto in sicurezza della piena potenza dai centri di produzione (circa 300 MW di centrali a ciclo combinato) ai centri di utilizzazione è stata da tempo individuata la necessità di realizzare nell'area del Comune di Celano una nuova stazione di smistamento a 150 kV che permetterà di razionalizzare la esistente rete di trasmissione, rinforzare la magliatura della rete e ottenere una migliore ripartizione dei transiti di potenza sulle varie linee presenti.

La nuova stazione di smistamento sarà realizzata nelle immediate vicinanze dell'incrocio tra le due doppie terne a 150 kV "Collarme Sez.to - Acea Smist. Est/Tagliacozzo" e "Avezzano CP - Rocca di Cambio/Collarme CP".

Il nuovo impianto, realizzato in doppia sbarra, consentirà l'eliminazione di tutte le derivazioni rigide a "T" della rete; alla nuova stazione saranno raccordate la linea in doppia terna a 150 kV "Collarme Sez.to – Acea Smist. Est/Tagliacozzo, la linea in doppia terna a 150 kV "Avezzano CP - Rocca di Cambio/Collarme CP" e la linea a 150 kV per la centrale di Edison di Celano. Nei tratti della linea "Collarme Sez.to - Acea Smist. Est/Tagliacozzo" si interverrà anche per eliminare le attuali limitazioni sulla capacità di trasporto.

**Stato di avanzamento:** Sono in corso le attività di concertazione.

#### **Sviluppi di rete sulla direttrice Villavalle - Popoli**

**anno: lungo termine**

In considerazione della necessità di garantire la sicurezza di esercizio e la continuità del servizio di trasmissione, sarà realizzata una nuova stazione di smistamento presso il comune di Antrodoco (RI), eliminando il collegamento a T rigido "Cotilia – Scoppito – der. Sigillo" e riducendo l'esposizione al guasto sia della centrale di Sigillo sia della CP di Leonessa, oggi esposti anche ai guasti localizzati tra le CP di Cotilia e Scoppito. Nel contempo sarà superata la criticità costituita dal T rigido presente sull'elettrodotto 150 kV "Villavalle-Rieti La Foresta-der. Nuova Rafan (Rayon)".

Successivamente a questo intervento è prevista la richiusura della CP di Leonessa sulla SE di Villavalle, sfruttando l'asset della ex linea 220 kV "Villavalle – Provvidenza all.", in modo da risolvere completamente le criticità riscontrate sulla CP di stessa.

In via provvisoria è anche prevista l'installazione di un ATR 220/132 kV presso la CP di Pettino da adeguare e collegare in derivazione rigida sulla linea a 220 kV "Popoli - Provvidenza", per garantire un'ulteriore via di alimentazione all'area e semplificare gli interventi di manutenzione sulle linee, in attesa della configurazione definitiva dell'area.

#### **Elettrodotto 150 kV Portocannone - San Severo**

**anno: 2010/2011**

In considerazione della richiesta di connessione dell'utente New Green Energy per un impianto eolico da 73 MW nel Comune di S.Martino in Pensilis (CB) è prevista la realizzazione, in entra esce su tale elettrodotto, di una nuova SE di smistamento 150 kV presso il comune di S.Martino in Pensilis e la ricostruzione/potenziamento dell'elettrodotto 150 kV "Portocannone – San Severo" nel tratto tra la nuova SE e Portocannone. L'impianto di produzione sarà collegato in antenna alla nuova stazione.

**Stato di avanzamento:** In data 03/07/2008 la Regione Molise (DD 48/2008) ha autorizzato il potenziamento del tratto di elettrodotto nella Regione.

#### **Sviluppi di rete nell'area di Cassino (FR)**

**anno: lungo termine**

**Disegno: Razionalizzazione Cassino**

In relazione alla richiesta di aumento di potenza avanzata dalla Fiat di Cassino si è individuata la

possibilità di realizzare una nuova SE di smistamento presso il comune di Pontecorvo da collegare in entra-esce alle linee 150 kV "Ceprano – Garigliano" e "Pontecorvo – Piedimonte S.Germano". Tale stazione sarà anche collegata tramite un nuovo elettrodotto 150 kV alla CP di Piedimonte S.Germano.

Parallelamente a questo intervento è prevista un'ulteriore SE di smistamento per far fronte alla necessità di ricostruire la direttrice Cassino C.le – Montelungo ed alla richiesta di connessione alla RTN di un termovalorizzatore da 45 MVA.

La localizzazione della SE è prevista a ridosso del termovalorizzatore stesso, in località Taverna. Si prevede inoltre la dismissione della linea "Cassino C.le – Montelungo – der. Sud Europa Tissue" nei tratti Cassino C.le - Scala all. e Scala all. – Sud Europa Tissue, la ricostruzione ed il riassetto delle restanti linee per ottenere gli elettrodotti 150 kV (in doppia terna nel tratto Nuovo smistamento – Scala all.): "Nuovo smistamento – Cassino C.le", "Nuovo smistamento – Cassino CP- der. Eni Acque" sulla quale verrà realizzato l'entra-esce della Sud Europa Tissue.

#### **Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma**

**anno: lungo termine**

**Disegno: Riassetto S.Lucia di Mentana**

Nell'ambito di un'ottimizzazione della rete a 150 kV e di un complessivo riassetto delle ormai vetuste ed inadeguate infrastrutture elettriche presenti sulle direttrici AT Villavalle - Roma Nord / Smistamento Est, si prevede la ricostruzione ed il potenziamento delle linee 150 kV "Villavalle – ACEA Salisano" e "Fiano – Nazzano".

Inoltre, nelle aree di Stroncone (TR) e di S. Lucia di Mentana (RM), saranno rimosse le attuali criticità costituite dalla presenza di derivazioni rigide su elettrodotti di particolare rilevanza per la trasmissione di energia su lunghe distanze.

Pertanto presso Stroncone, si realizzerà un nuovo smistamento che risulterà funzionale anche alla maggiore affidabilità della rete.

Riguardo all'area di S. Lucia di Mentana, si evidenzia che l'esercizio in sicurezza della rete 150 kV a nord-est di Roma è attualmente compromesso dalla presenza di numerosi T rigidi e che tali vincoli rendono necessario un assetto smagliato della rete, che tra l'altro non consente neppure il pieno sfruttamento della capacità degli elettrodotti.

Il nuovo assetto prevede l'eliminazione dei suddetti T rigidi ed il riassetto di alcuni elettrodotti presenti tra gli impianti di Roma Nord, S. Lucia di Mentana e



Acea Smistamento Est, ottenendo i seguenti collegamenti futuri:

- Elettrodotto 150 kV "Roma Nord – Acea Salisano";
- Elettrodotto 150 kV "Roma Nord – Acea Smistamento Est";
- Elettrodotto 150 kV "Guidonia – Roma Nord";
- Elettrodotto 150 kV "Carsoli - Acea Smistamento Est";
- Elettrodotto 150 kV "Ae Castelmadama – S. Lucia di Mentana";
- Elettrodotto 150 kV "S. Lucia di Mentana – Acea Smistamento Est";
- Elettrodotto 150 kV "S. Lucia di Mentana – Unicem sez.".

Inoltre, presso la CP S. Lucia di Mentana saranno realizzati ulteriori due stalli 150 kV a cura di ENEL Distribuzione.

#### **Elettrodotto 150 kV Portocannone - S. Salvo Z.I. e nuovo smistamento**

**anno: 2012**

La direttrice costiera a 150 kV che collega la stazione elettrica di Villanova (CH) con Termoli (CB) si trova da tempo ad alimentare, soprattutto nel periodo estivo, un carico assai elevato.

Per far fronte all'aumento della domanda registrato nell'area, garantire un'adeguata qualità del servizio di trasmissione ed incrementare la sicurezza di alimentazione sono previsti la realizzazione di un nuovo smistamento a 150 kV e la ricostruzione della direttrice compresa tra la CP di Portocannone (CB) e quella di S. Salvo Z.I. (CH), attualmente con capacità di trasporto limitata.

Il nuovo impianto di smistamento sarà collegato con doppio entra-esce alla linea a 150 kV "Gissi – Larino SE" ed alla direttrice a 150 kV "Vasto – Termoli Sinarca".

**Stato di avanzamento:** attività di concertazione in corso.

#### **Razionalizzazione rete AT in Umbria**

**anno: 2013**

**Disegno:** Linea 132 kV Magione-Ponte Rio

Con il previsto passaggio del livello di tensione di esercizio da 120 a 132 kV, si è valutato un aumento dell'efficacia e dell'efficienza nella gestione della rete quantificabile in una sensibile riduzione delle perdite ed in un aumento del 10% della capacità di trasmissione in seguito al minor impegno delle linee e dei trasformatori.

Per attuare il cambio di tensione, si è determinata la necessità di adeguare alcuni elettrodotti a 120 kV e sostituire un numero ridotto di trasformatori 120 kV/MT, alcuni scaricatori ed apparati di rifasamento non adeguati a essere eserciti al nuovo livello di tensione. Occorrerà anche ritarare gli apparati di misura.

Inoltre, considerata l'importanza che svolgono per il servizio di trasmissione, è prevista la ricostruzione delle linee AT "Pietrafitta – Chiusi – der. Vetriere Piegaresi", "Cappuccini – Pietrafitta" e "Preci – Cappuccini", adeguandole all'esercizio a 132 kV. Successivamente anche la linea "Villavalle – Preci – der. Triponzo" sarà adeguata all'esercizio a 132 kV, previa ricostruzione, in modo da svincolare la capacità produttiva locale. Nell'ambito dei citati lavori, si procederà anche all'eliminazione delle derivazioni presenti.

Per migliorare la gestione in sicurezza dell'arteria di trasmissione su cui si attestano la centrale di Baschi e le centrali situate tra Terni e Nera Montoro, sono previsti gli interventi finalizzati a eliminare alcune interferenze con linee in media tensione che non permettono di sfruttare la piena capacità di trasporto degli elettrodotti a 132 kV "Pietrafitta - Baschi" e "Baschi – Attigliano".

Inoltre, al fine di incrementare la sicurezza dell'alimentazione della città di Perugia, si elimineranno gli attuali vincoli della linea a 132 kV "S. Sisto – Fontivegge" (ne sarà ricostruito un tratto) e si realizzerà un collegamento a 132 kV "Magione – Ponte Rio", sfruttando l'attuale linea a 132 kV "Magione – S. Sisto" - che sarà scollegata dalla CP S. Sisto e raccordata in cavo alla CP Ponte Rio - e potenziando il restante tratto.

In anticipo rispetto alla data indicata, sarà ricostruita la linea a 132 kV "Cappuccini – Camerino" aumentandone prestazioni e affidabilità al fine di garantire anche nel prossimo futuro adeguati livelli di qualità del servizio nell'area compresa tra le province di Perugia e Macerata.

Altra criticità riguarda gli elettrodotti RTN a 132 kV (di proprietà Terna – RFI) che congiungono la stazione di Cappuccini (PG) con la CP di Gualdo Tadino (PG): essi attualmente sono sede di continui e sostenuti transiti tra l'area nord dell'Umbria e la zona centrale delle Marche che rende difficoltoso il mantenimento di una soddisfacente qualità del servizio nelle aree interessate. Al fine di garantire con la necessaria sicurezza l'alimentazione dei carichi dell'area sarà realizzato, successivamente alla data indicata, un nuovo tratto di linea in uscita dalla stazione di Cappuccini che si allaccerà alla linea AT "Foligno FS – Nocera Umbra" e sarà ricostruita la linea AT "Nocera Umbra - Gualdo

Tadino" ed il tratto tra l'allacciamento e la cabina di Nocera Umbra.

La ricostruzione di elettrodotti particolarmente obsoleti sarà l'occasione per avviare una vasta operazione di razionalizzazione della rete che consentirà di risolvere numerose criticità ambientali e migliorare la localizzazione dei tracciati degli elettrodotti interessati dagli interventi.

**Stato di avanzamento:** Sono in corso le attività di concertazione.

### Riassetto rete area Cocullo

**anno: lungo termine**

Allo scopo di migliorare la qualità del servizio nell'area di Sulmona, sarà realizzato un breve raccordo tra la stazione di Cocullo e l'attuale derivazione rigida della linea 150 kV a tre estremi "Collarme - Sulmona N.I. - der. S. Angelo". Al termine dei lavori, si otterranno i collegamenti diretti "Collarme - Sulmona N.I." e "Cocullo - S. Angelo".

## **Interventi su impianti esistenti o autorizzati**

### Stazione di Latina

**anno: da definire**

Presso l'attuale stazione di Latina sarà realizzato il riassetto secondo gli standard attuali della sezione a 150 kV per incrementare l'esercizio in sicurezza della stazione e superare le attuali criticità di esercizio.

### Stazione 380 kV S. Lucia

**anno: 2012**

Al fine di migliorare la continuità del servizio sulla rete a 150 kV che alimenta l'area a nord di Roma, anche in considerazione del previsto aumento del carico elettrico locale, è in programma il potenziamento della capacità di trasformazione nella stazione di S. Lucia - mediante l'installazione di un secondo ATR 380/150 kV da 250 MVA - e l'adeguamento degli apparati alle nuove correnti di corto circuito.

**Stato di avanzamento:** Nel corso del 2008 è stata completata l'installazione della trasformazione.

### Stazione 380 kV Valmontone

**anno: 2011**

Per migliorare l'esercizio in sicurezza della rete in AT, assicurare la continuità del servizio di alimentazione del carico nell'area di Roma e ottimizzare la gestione della rete stessa è programmata la realizzazione di un secondo sistema di sbarre a 150 kV nella Stazione Elettrica di Valmontone. Con la realizzazione del nuovo sistema di sbarre sarà possibile utilizzare al meglio il terzo ATR presente in stazione e ottimizzare l'assetto delle linee.

### Stazione 380 kV Aurelia

**anno: 2011**

Le attività in programma comprendono tra l'altro l'adeguamento del sistema di sbarre e degli stalli a 380 kV. Inoltre, successivamente alla data indicata,

per consentire il controllo delle tensioni della rete AAT durante le ore di basso carico, sarà installato un banco di reattanze da 285 MVAR.

### Stazione 380 kV Montalto

**anno: 2012**

È previsto l'adeguamento del sistema di sbarre a 380 kV e di tutti gli stalli esistenti ai nuovi valori di corto circuito. Inoltre, per consentire il controllo delle tensioni della rete AAT durante le ore di basso carico, sarà installato un banco di reattanze da 285 MVAR.

### Stazione 150 kV Alanno

**anno: 2012**

Le attività in programma comprendono tra l'altro l'adeguamento del sistema di sbarre a 150 kV e di parte degli stalli presenti ai nuovi valori di corto circuito.

### Smistamento 150 kV Collarme

**anno: 2010**

Al fine di migliorare la flessibilità di esercizio e la qualità del servizio della rete AT aquilana, è prevista la ricostruzione in doppia sbarra secondo gli standard attuali dell'impianto a 150 kV di Collarme Sez.to. L'attività di sviluppo garantirà anche la possibilità di connettere in futuro alcuni impianti eolici nell'area.

### Elettrodotto 150 kV Popoli - Alanno

**anno: 2011**

Le linee RTN a 150 kV presenti nell'area della SE di Popoli e di Alanno sono in gran parte inadeguate, con scarsa capacità di trasporto ed in alcuni casi prive di fune di guardia (di conseguenza il loro esercizio è fortemente influenzato dalle condizioni atmosferiche). Per migliorare significativamente l'efficienza, affidabilità e qualità del servizio sulla rete di trasmissione nell'area, si rende necessaria

una graduale ricostruzione degli elettrodotti in questione.

In questa ottica è prevista la ricostruzione degli elettrodotti a 150 kV "Popoli CP - Bolognano - der. Bussi Smist." e "Bolognano – Alanno".

Con l'occasione si dovrà prevedere anche l'eliminazione del collegamento rigido a "T" di Bussi Smist. sulla linea "Popoli CP - Bolognano - der. Bussi Smist.", che verrà trasformato in un collegamento in entra-esce.

**Stato di avanzamento:** *Il 24 Settembre 2008 sono stati autorizzati i lavori (EL-38).*

Riassetto Roma

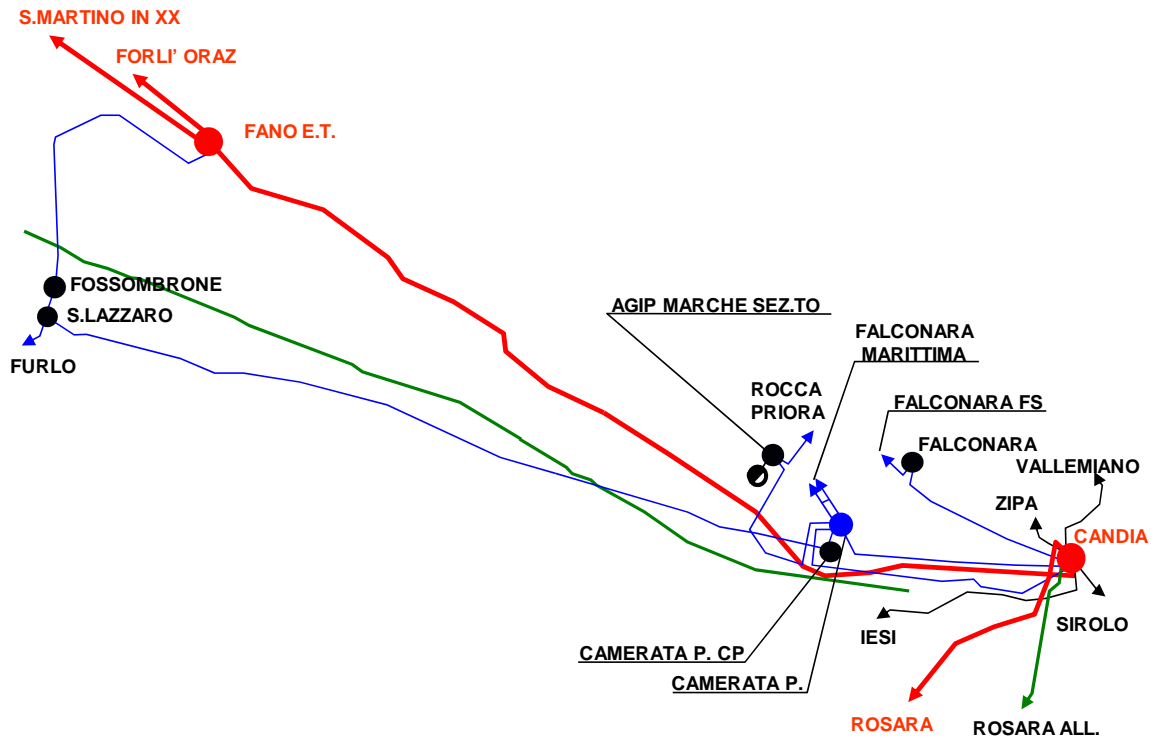
Rete attuale



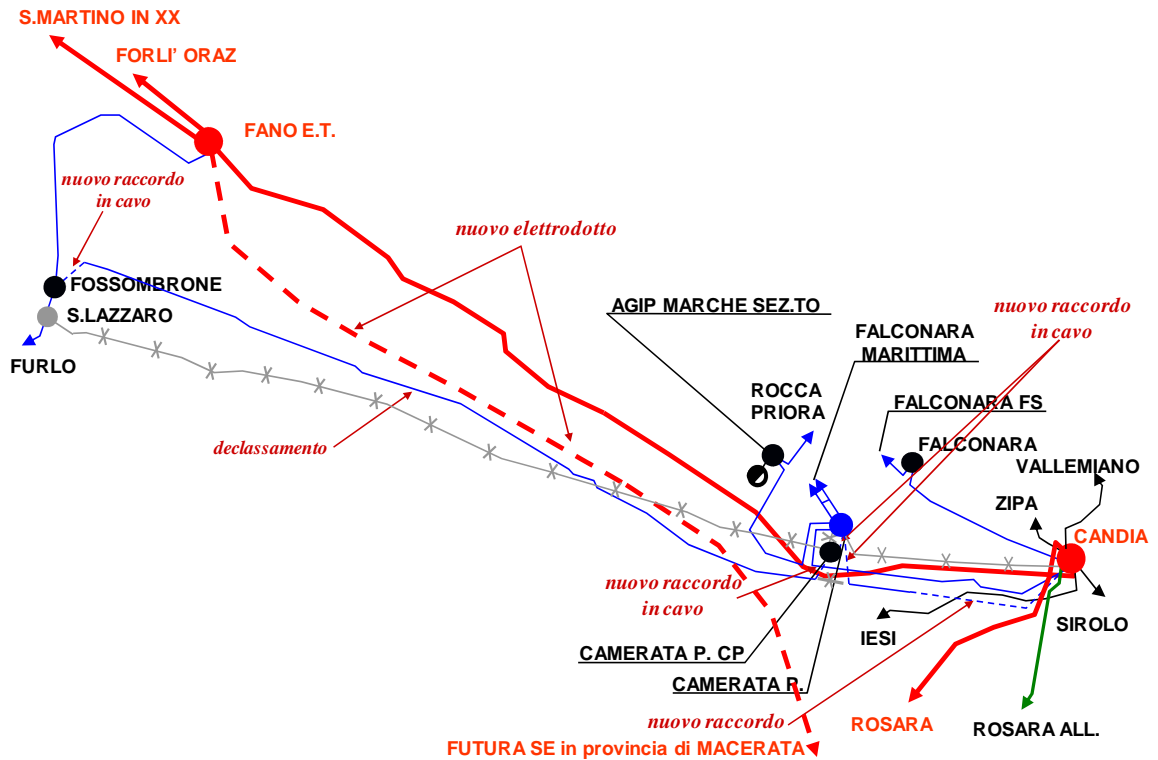


## Sviluppo rete tra Pesaro ed Ancona

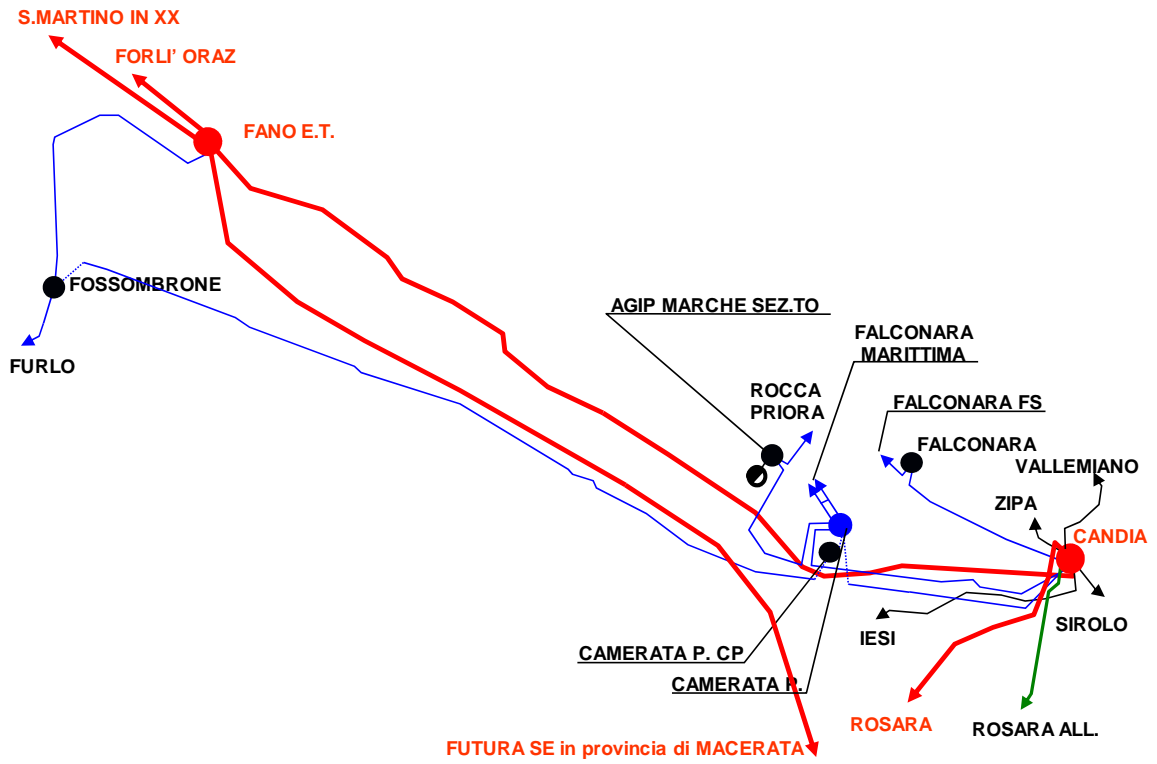
Situazione attuale



Lavori programmati

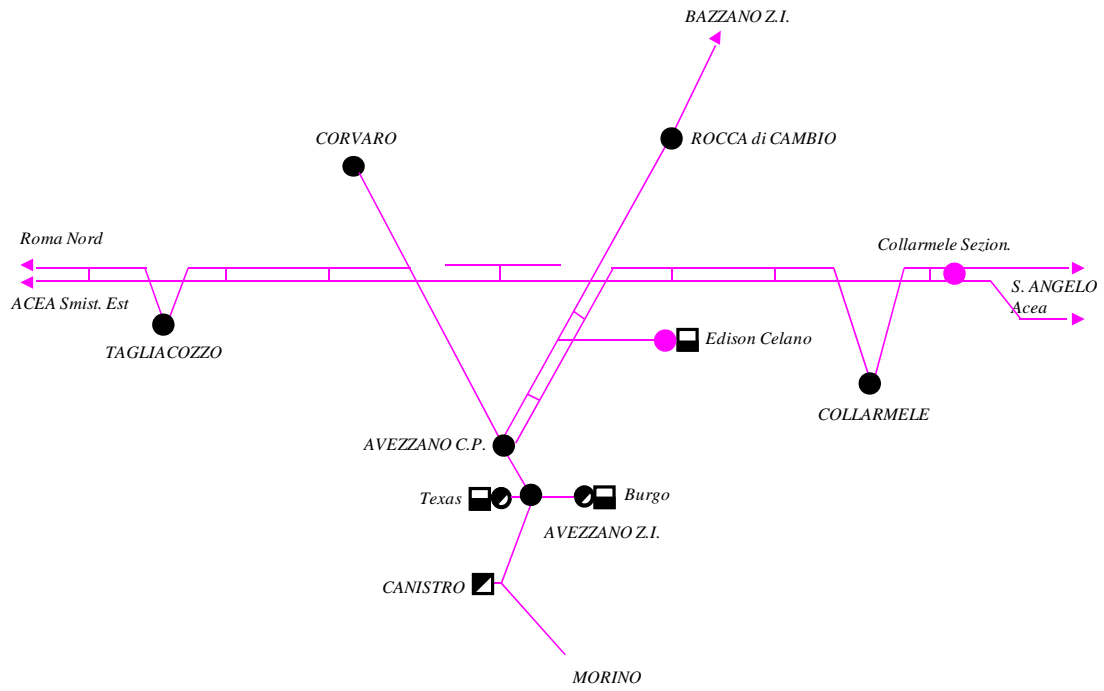


Assetto Futuro

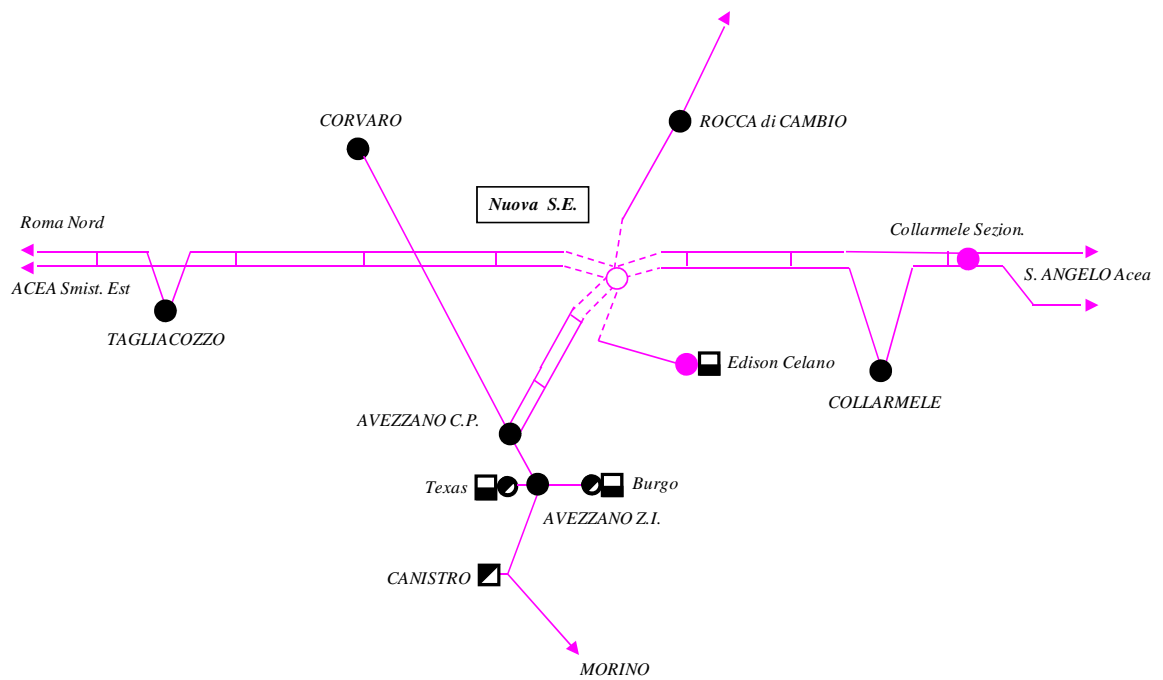


## Stazione Celano

Assetto iniziale



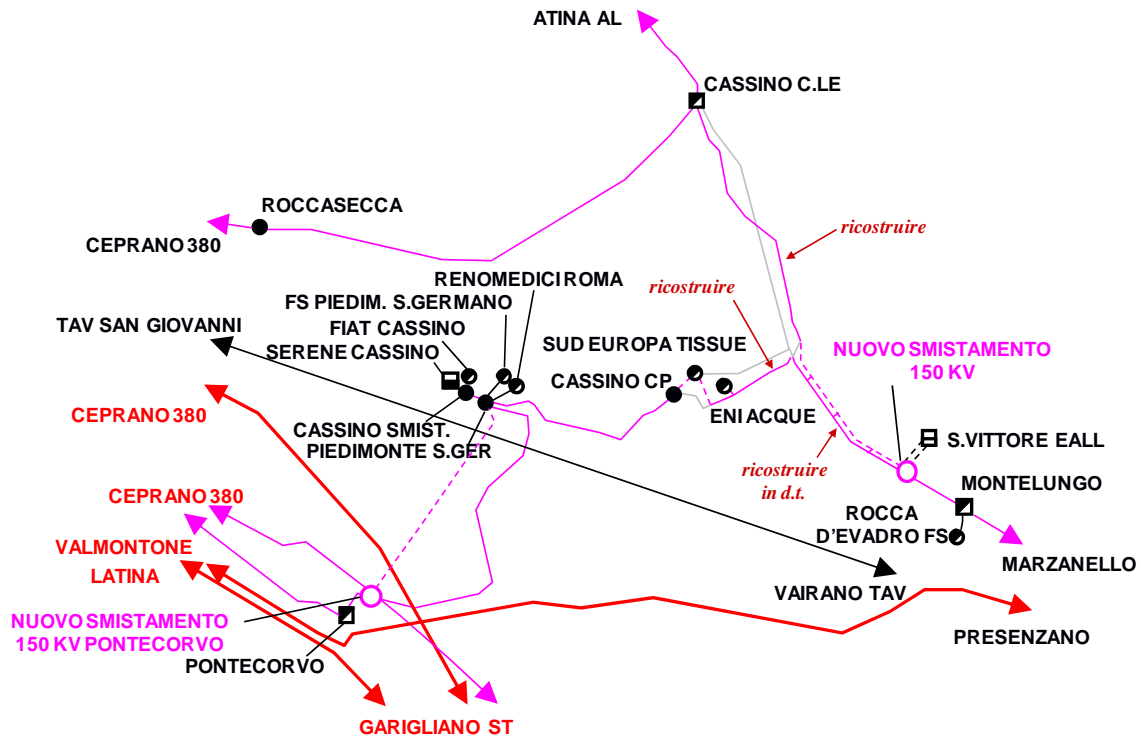
Assetto previsto





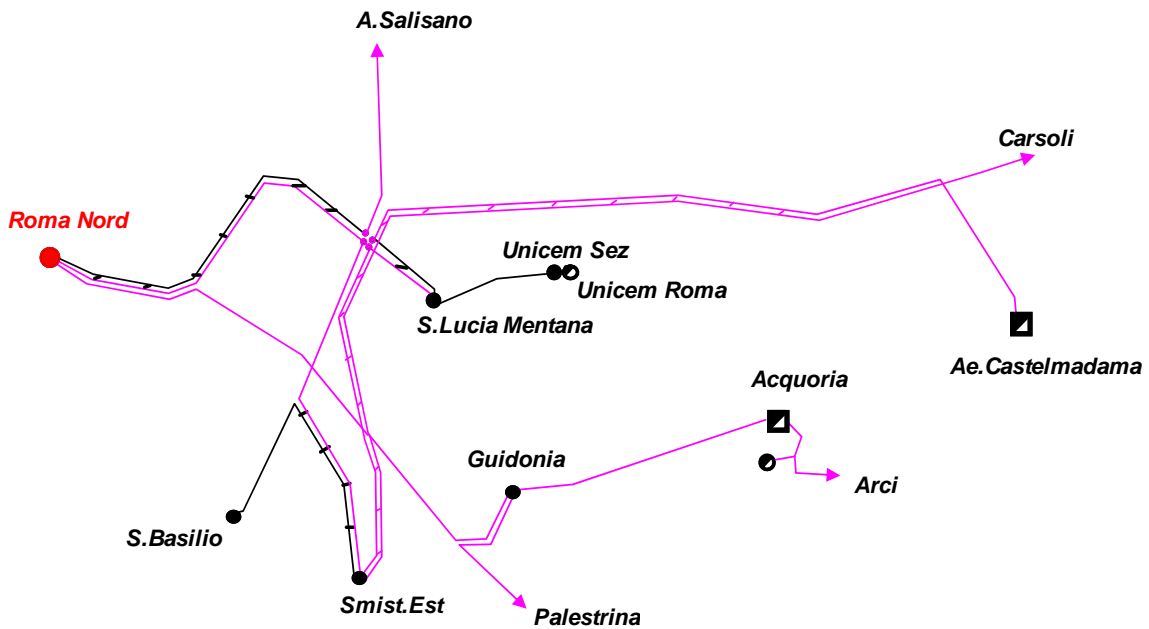
## Razionalizzazione Cassino

Lavori Programmati

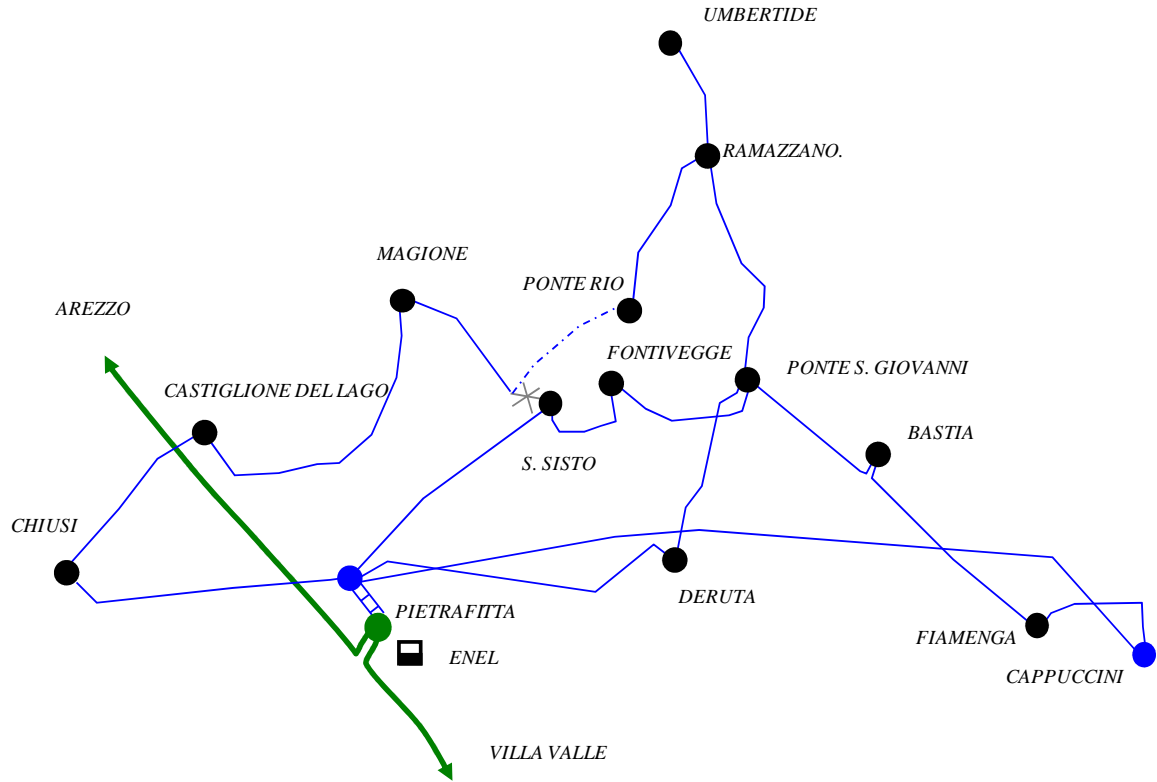


## Riassetto S.Lucia di Mentana

Lavori Programmati



Linea 132 kV Magione-Ponte Rio



## 4.6 Area Sud



### Interventi previsti

#### Stazioni 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento

**anno: 2013**

*Disegno: Interventi per la raccolta di impianti eolici nell'area tra Campania e Puglia*

È prevista la realizzazione di una nuova stazione a 380 kV da collegare in entra-esce alla linea a 380 kV "Foggia – Benevento II", necessaria a raccogliere la produzione dei numerosi parchi eolici previsti nell'area della provincia di Foggia. La stazione, da localizzare nel Comune di Troia, sarà dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV e sarà inoltre collegata alla rete 150 kV mediante nuovi raccordi agli impianti di Celle S. Vito, Roseto, Savignano, CP Troia ed Eos 1 Troia. Le attività programmate prevedono una nuova SE 150 kV a Foiano, l'ampliamento delle SE 150 kV di Roseto e Celle S. Vito e l'adeguamento in doppia sbarra della SE di Montefalcone.

È in programma la realizzazione di una nuova stazione a 380 kV da inserire sulla linea a 380 kV "Foggia – Candela", finalizzata a raccogliere la produzione dei numerosi parchi eolici previsti nell'area compresa tra Foggia e Melfi (PZ). La nuova stazione, dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, sarà inoltre opportunamente collegata alla locale rete AT. All'impianto, da localizzare nell'area del Comune di Deliceto, verrà anche raccordata la nuova linea a 380 kV, prevista per il collegamento alla futura stazione elettrica a 380 kV di Bisaccia, da inserire in entra-esce sull'elettrodotto a 380 kV "Matera – S. Sofia". Le suddette opere contribuiscono a ridurre le previste congestioni sulla rete a 380 kV, "liberando" nuova capacità produttiva in Puglia e sul versante

adriatico, compresa quella da fonte eolica prevista nell'area di Candela.

Si prevede, inoltre, la realizzazione di ulteriori nuove stazioni di trasformazione a 380/150 kV da localizzare in particolare nell'area Sud al fine di soddisfare le diverse richieste di connessione da nuovi produttori previste nell'area.

La realizzazione degli interventi consentirà di evitare ulteriori ricostruzioni della rete AT locale, altrimenti necessarie per ridurre i sovraccarichi previsti.

**Stato di avanzamento:** Sono stati avviati i lavori per la nuova S.E. 380/150 kV di Bisaccia e i relativi raccordi aerei alla linea a 380 kV "Matera – S. Sofia". Sono stati avviati i lavori per la nuova S.E. 380/150 kV di Deliceto e i relativi raccordi aerei alla linea a 380 kV "Foggia – Candela". Sono stati avviati i lavori per la nuova SE di Troia e i relativi raccordi a 380 kV. Il 5 novembre 2009 si è ottenuta l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di raccordi in s.t. dall'elettrodotto a 150 kV "Bisaccia – Calitri" alla SE 380 kV Bisaccia. In data 29/10/2009 è stato avviato l'iter autorizzativo dei raccordi 150 kV dalla linea "Agip Deliceto – Ascoli Satriano" alla SE Deliceto. È in fase di attivazione il tavolo tecnico con la Regione Campania per la condivisione del corridoio del collegamento che, allo stato attuale è previsto fra le future stazioni di Deliceto (FG) e di Bisaccia (AV).

#### Stazione 380 kV a est del Vesuvio (NA)

**anno: lungo termine**

*Disegno: Stazione ad Est del Vesuvio*

L'area compresa tra le province di Napoli e Salerno è caratterizzata da una carenza di punti di

immissione di energia elettrica dalla rete a 380 kV e da una elevatissima densità di carico; l'incremento del fabbisogno e l'insufficiente adeguatezza della rete, allo stato attuale, non garantiscono adeguati margini di sicurezza durante il normale esercizio della rete elettrica, con conseguente incremento di disservizi e rischio di continue disalimentazioni dell'utenza.

Si prevede, pertanto, la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/220/150 kV che permetterà l'alimentazione in sicurezza delle CP localizzate nell'Agro Nocerino Sarnese, nonché il rafforzamento della rete a 220 kV e 150 kV, che migliorerà l'alimentazione delle utenze presenti nella penisola sorrentina. Il completamento permetterà di avviare un vasto programma di razionalizzazione della rete elettrica nell'area e la demolizione di un considerevole numero di km di linee, con evidenti benefici ambientali.

L'impianto sarà inserito sulla rete primaria AAT mediante la realizzazione di raccordi in entra-esce alla linea a 380 kV "Montecorvino – S. Sofia" e alla linea a 220 kV "Nola – S. Valentino".

Inoltre, la nuova stazione alimenterà il sistema a 150 kV mediante la realizzazione di raccordi a 150 kV sulla linea "S. Giuseppe – Scafati – der. Sarno FS" e di un nuovo collegamento a 150 kV con la CP di Lettere.

L'impianto sarà dotato di tre sezioni in doppia sbarra a 380 kV, 220 kV e 150 kV, un ATR 380/220 kV e due ATR 380/150 kV. Al fine di migliorare i profili di tensione della rete nell'area è inoltre prevista l'installazione di una batteria di condensatori. In relazione al previsto aumento dei carichi nell'area a Nord di Salerno è prevista (successivamente alla data indicata) la realizzazione di un ulteriore collegamento a 220 kV con la CP di Torre Nord.

Nell'area a nord di Salerno sono previsti interventi su linee TELAT, in particolare la realizzazione del collegamento a 150 kV "Mercatello - Baronissi" e della variante della linea a 60 kV "Torre N. – Torre S.".

**Stato di avanzamento:** *L'intervento, di preminente interesse nazionale ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo" 443/2001, è stato inserito fra gli "Interventi di rilevanza strategica" contenuti nella delibera CIPE del 21 dicembre 2001, con il nome di "Stazione a 380 kV di Striano (NA)". In fase di attivazione il tavolo tecnico con la Regione Campania per la condivisione del corridoio.*

## **Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II**

**anno: 2011/2013**

A seguito delle autorizzazioni di nuove centrali di produzione in Calabria, Puglia e Campania, è necessario potenziare la rete di trasmissione, per eliminare le limitazioni sulle produzioni attuali e future causate dalle congestioni e dai vincoli all'esercizio presenti nella rete ad altissima tensione in Campania. Si provvederà pertanto alla realizzazione del nuovo elettrodotto in doppia terna a 380 kV "Montecorvino – Benevento II" e agli adeguamenti negli impianti di Montecorvino e di Benevento II. L'opera risulta particolarmente importante in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno nazionale.

In correlazione con il nuovo elettrodotto sopra citato, è prevista la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV a nord di Avellino, da collegare alla linea a 380 kV "Matera – S. Sofia", alla futura linea a 380 kV "Montecorvino – Benevento II".

Inoltre saranno realizzati dei raccordi alla rete locale a 150 kV, grazie ai quali sarà assicurata una maggiore continuità del servizio nell'area di Avellino, garantendo anche in futuro un'alimentazione affidabile del carico elettrico previsto in aumento. L'intervento consentirà di operare un ampio riassetto della rete a 150 kV nell'area compresa tra le stazioni di Montecorvino e Benevento II, riducendo l'impatto ambientale e territoriale delle infrastrutture di trasmissione in programma, con evidenti benefici ambientali.

La stazione svolgerà anche funzione di smistamento sulla rete a 380 kV della Campania delle potenze provenienti dai poli produttivi di Puglia e Calabria, con conseguente miglioramento della sicurezza e flessibilità di esercizio e dei profili di tensione del sistema di trasmissione primario.

**Stato di avanzamento:** *È stato presentato in autorizzazione (30 Maggio 2008) ai sensi della Legge 239/04 il progetto per la SE 380/150 kV di Avellino Nord, i raccordi aerei in semplice terna all'elettrodotto a 380 kV "Matera – S. Sofia", l'elettrodotto in doppia terna in cavo a 150 kV "S.E. Avellino Nord – CP FMA Pratola Serra" e la campata per il collegamento in semplice terna aereo " CP FMA Pratola Serra - CP di Prata PU."*

*In data 06 Giugno 2008 è stata firmata la convenzione con il Comune di Prata di Principato Ultra relativa alla linea a 380 kV Montecorvino - Benevento, alla nuova stazione elettrica 380/150 kV Avellino Nord e relativi raccordi alla linea "Matera – S. Sofia". In data 11 Luglio 2008 è stato firmato dai*

Comuni Montecorvino Pugliano e Montecorvino Rovella e dalla Provincia di Salerno il verbale di condivisione della Fascia di Fattibilità dell'elettrodotto 380 kV "Montecorvino - Avellino Nord" e dell'Area di Fattibilità della nuova SE 380/150 kV Avellino Nord. Presso la stazione di Montecorvino sono stati predisposti gli stalli a 380 kV per il collegamento del futuro elettrodotto.

#### Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II

**anno: 2012<sup>17</sup>**

Gli impianti produttivi nel territorio al confine tra le Regioni Puglia e Molise sono attualmente considerati un polo limitato; infatti, a causa della limitata capacità di trasporto della rete a 380 kV le suddette centrali non partecipano pienamente a soddisfare il notevole fabbisogno energetico delle aree limitrofe. In previsione dell'entrata in servizio delle nuove iniziative di produzione di energia elettrica in Puglia e Molise, si renderà necessario aumentare la capacità di trasporto dell'elettrodotto a 380 kV in oggetto, che risulta molto limitata rispetto alle previsioni future. Pertanto, al fine di potenziarne la capacità di trasporto, l'elettrodotto a 380 kV "Foggia – Benevento II" sarà ricostruito con conduttori di portata maggiore. La realizzazione della ricostruzione, consentirà di avviare un programma di razionalizzazione della locale rete AT in accesso alla stazione di Benevento. Al fine di ottimizzare l'utilizzo degli asset di trasmissione e ridurre il rischio di congestioni e conseguenti limitazioni alla produzione dei nuovi impianti del Sud, è in programma l'installazione di dispositivi per il controllo dei flussi (PST) sulle linee "Foggia – Benevento II" e "Matera – S. Sofia".

**Stato di avanzamento:** La richiesta di autorizzazione della ricostruzione dell'elettrodotto a 380 kV è stata inoltrata a fine dicembre 2006, insieme alla richiesta di compatibilità ambientale, alle Autorità competenti. A ottobre 2009 il Ministero dell'Ambiente ha espresso parere di VIA positivo.

#### Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova

**anno: 2013/2014<sup>18</sup>**

L'evoluzione recente del sistema elettrico nel meridione ha determinato la limitazione di alcuni impianti produttivi, in particolare a Brindisi e Foggia. Al riguardo il polo limitato di Foggia

rappresenta una criticità per l'alimentazione delle zone a nord e a ovest, caratterizzate da un elevato livello di deficit energetico. La costruzione di nuovi impianti di generazione, di recente autorizzazione, rappresenta un ulteriore elemento di criticità della gestione del sistema elettrico.

Al fine di superare tali limitazioni è in programma il raddoppio e la ricostruzione della dorsale medio adriatica, mediante realizzazione di una seconda direttrice in d.t. a 380 kV "Foggia – Villanova", per la quale saranno predisposti i necessari adeguamenti nella SE di Foggia.

**Stato di avanzamento:** In data 08/09/2008 è stato attivato il tavolo tecnico con la Provincia di Foggia per la condivisione dei corridoi relativi all'intervento.

#### Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi

**anno: 2013<sup>19</sup>**

Al fine di rendere possibile un incremento della capacità di trasporto fra la Sicilia ed il Continente sarà potenziata l'interconnessione a 380 kV tra le stazioni elettriche di Rizziconi (RC) e Sorgente (ME), mediante la realizzazione (parte in soluzione aerea e parte in cavo, sia sottomarino che terrestre) di una doppia terna a 380 kV. Il nuovo collegamento e gli interventi ad esso correlati garantiranno una maggiore sicurezza della connessione della rete elettrica siciliana a quella peninsulare, favorendo gli scambi di energia con evidenti benefici in termini di riduzione dei vincoli per gli operatori del mercato elettrico e di maggiore concorrenza.

La realizzazione del collegamento è particolarmente importante poiché favorirà anche la connessione alla rete siciliana di un maggior numero di centrali eoliche.

Sfruttando le opportunità offerte dal nuovo collegamento, entrambe le linee del nuovo elettrodotto saranno raccordate all'esistente stazione di Scilla (RC) e ad una nuova stazione elettrica da realizzarsi in località Villafranca T. (ME). Presso tali stazioni estreme saranno pertanto approntati i necessari adeguamenti.

In correlazione, è in programma un piano di razionalizzazione ed ammodernamento della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di Scilla, finalizzati ad alimentare in sicurezza le utenze elettriche locali ed al contempo ridurre significativamente l'impatto sul territorio degli impianti di rete in AT mediante la demolizione di un considerevole numero di km di linee a 150 kV, con evidenti benefici ambientali. In tale impianto sarà adeguata la sezione a 150 kV e installato un nuovo ATR 380/150 kV, che consentirà

<sup>17</sup> Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il 2010, in fase di approvazione le modifiche progettuali introdotte a seguito degli accordi con il comune di Benevento e alle indicazioni raccolte durante l'iter autorizzativo.

<sup>18</sup> Data relativa all'ipotesi di avvio delle autorizzazioni delle tratte separate (Villanova-Gissi, Gissi- Larino, Larino – Foggia).

<sup>19</sup> Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il 2009.

di alimentare direttamente dal sistema a 380 kV la rete di distribuzione a 150 kV del sud Calabria, migliorandone in gran parte la qualità del servizio. Nella stazione è prevista inoltre l'installazione, in derivazione al nuovo collegamento, di opportune reattanze di compensazione per garantire il rifasamento delle tratte in cavo.

**Stato di avanzamento:** A febbraio 2009 è stata ottenuta, con decreto N. 239/EL-76/82/2009, l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dei tratti in cavo e delle stazioni di Scilla e Villafranca, non oggetto di VIA. A luglio 2009 si è ottenuto il decreto VIA anche per i tratti aerei.

#### **Elettrodotto 380 kV Trasversale calabra**

**anno: 2011**

È prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV, per il collegamento delle due dorsali ionica e tirrenica a 380 kV della Calabria.

L'intervento, che consente di equilibrare i transiti sulle citate dorsali e migliorare i profili di tensione sulla rete primaria calabrese, contribuirà a ridurre le limitazioni sulle produzioni attuali e future in Calabria e agevolerà le attività di manutenzione sulla rete a 380 kV.

La soluzione realizzativa prevede la realizzazione di una linea in singola terna tra la stazione a 380 kV di Feroletto e la futura stazione a 380 kV di Maida.

**Stato di avanzamento:** La stazione di Maida è stata autorizzata in data 11/04/2007 secondo quanto previsto dal D.Lgs. 387/03, in quanto opera connessa ad un impianto eolico (SAV-ENERGY S.r.l.). Il 23/04/2009 è stato avviato l'iter autorizzativo per l'elettrodotto 380 kV "Feroletto - Maida".

#### **Riassetto rete nord Calabria**

**anno: 2012 e post**

Il sistema elettrico della Regione Calabria è caratterizzato da un basso livello di magliatura della rete di trasmissione AAT e da elevati transiti verso le aree di carico presenti in Basilicata e Campania, Regioni fortemente deficitarie di energia. Particolarmente critica risulta la sezione di rete a nord della Calabria, dove è presente una sola stazione a 380 kV di collegamento tra le reti delle tre suddette Regioni, in cui convergono i flussi di energia diretti verso le stazioni elettriche a 380 kV site in Campania. Al fine di incrementare lo scambio di energia verso nord è prevista la realizzazione del secondo collegamento in singola terna a 380 kV in uscita da Laino fino ad Altomonte, in cui saranno in parte utilizzate infrastrutture già esistenti, al fine di limitare l'impatto ambientale. Il collegamento sarà realizzato sfruttando un tronco dell'elettrodotto a 380 kV "Laino – Rossano" (per il tratto afferente la

stazione di Laino); il completamento, per circa 9 km, fino ad Altomonte consentirebbe inoltre di collegare il secondo tratto della linea "Laino – Rossano" alla terna, ancora non in servizio, già montata sui sostegni in doppia terna dell'elettrodotto esistente "Laino – Altomonte".

In correlazione con l'intervento è previsto un vasto piano di riassetto e razionalizzazione della rete a 220 e 150 kV ricadente nel territorio del Parco del Pollino, che, anche attraverso il declassamento a 150 kV delle esistenti linee a 220 kV comprese tra le stazioni di Rotonda (PZ), Taranto e Feroletto (CZ), consentirà di ridurre notevolmente l'impatto ambientale delle infrastrutture di trasmissione presenti sul territorio. Tale piano di riassetto richiede anche la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area di Aliano (MT), da raccordare alla linea a 380 kV "Matera – Laino" ed alla locale rete a 150 kV, finalizzata a rialimentare adeguatamente la porzione di rete in questione a fronte della prevista riduzione del numero di elettrodotti a 150 kV in uscita dalla stazione di Rotonda. La nuova stazione consentirà, inoltre, di ridurre l'impegno delle trasformazioni 380/150 kV e delle linee a 150 kV in uscita dalle esistenti stazioni di Taranto e Matera e contribuirà ad alimentare il carico e migliorare la qualità della tensione nell'area di Potenza.

In correlazione con il citato declassamento a 150 kV della direttrice a 220 kV "Rotonda – Pisticci – Taranto Nord" è previsto:

- la dismissione della sezione a 220 kV di Rotonda e l'adeguamento della sezione a 150 kV;
- la dismissione della sezione a 220 kV di Taranto Nord e l'adeguamento della sezione a 150 kV;
- l'adeguamento della stazione di Pisticci, con realizzazione di una sezione a 150 kV a cui attestare, oltre ai collegamenti a 150 kV esistenti, anche le linee "Pisticci – Rotonda" e "Pisticci – Taranto" declassate;
- l'adeguamento della connessione degli impianti del produttore Tecnoparco al nuovo livello di tensione.

In correlazione con il citato declassamento a 150 kV della direttrice a 220 kV "Rotonda – Mucone – Feroletto", sono inoltre previste le seguenti attività:

- installazione del secondo ATR 380/150 kV e dismissione dell'attuale trasformazione 220/150 kV; l'installazione del secondo ATR sarà anticipata rispetto alla data di completamento dell'intervento;
- realizzazione di una nuova stazione elettrica nell'area a nord di Cosenza (in prossimità della

nuova CP Luzzi del distributore locale), a cui raccordare le linee AT; quest'ultimo intervento consentirà di risolvere le attuali criticità di esercizio della rete locale a 150 kV che alimenta l'area di Cosenza dalle stazioni di Rotonda (linee da S. Barbara a Cetraro), Mucone, Orichella e Feroletto.

Inoltre sarà potenziata l'esistente direttrice a 150 kV "Rotonda – Lauria – Padula", al fine di garantire i necessari livelli di continuità del servizio nell'area in questione.

**Stato di avanzamento:** In data 6 agosto 2009 è stato emanato il decreto autorizzativo della SE 380 kV di Aliano e dei relativi raccordi. A Dicembre 2009 è stato avviato l'iter autorizzativo per l'elettrodotto 380 kV "Laino – Altomonte".

### Riassetto rete a 220 kV città di Napoli

**anno: da definire**

**Disegno: Riassetto rete a 220 kV città di Napoli**

Il sistema elettrico nell'area della provincia di Napoli è caratterizzato da vetustà e scarsa affidabilità degli elementi di rete (in particolare cavi e linee aeree 220 kV), che determinano un livello elevato di indisponibilità annua e di rischio di energia non fornita agli utenti finali. Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete nell'area di Napoli e di eliminare i vincoli di esercizio, anche in corrispondenza dei lavori di potenziamento della centrale di Napoli Levante, è stato pianificato un programma di attività di sviluppo, di seguito descritte nel dettaglio:

- eliminazione, presso Starza Grande, della derivazione rigida presente nel collegamento a 220 kV "Fratta – Casoria – Secondigliano", al posto della quale è prevista la realizzazione dei collegamenti diretti "Fratta – Casoria" e "Fratta – Secondigliano";
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Poggioreale e la CP Secondigliano;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Napoli Direzionale e la SE Napoli Levante;
- ricostruzione del collegamento "Napoli Direzionale – Castelluccia", tenuto conto della ridotta portata, con nuovo collegamento di adeguata capacità di trasporto;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Casalnuovo e la CP Acerra.

A valle di tali interventi, per i quali si impiegherà la soluzione in cavo interrato, sarà possibile procedere

alla dismissione di alcuni elettrodotti aerei a 220 kV, con conseguenti benefici ambientali e sociali, in termini di minor occupazione del territorio.

Al fine di consentire una migliore copertura del carico nell'area a Nord di Napoli, è previsto il potenziamento della stazione di Frattamaggiore mediante installazione di un nuovo ATR 220/150 kV in sostituzione dell'attuale di taglia inferiore.

Inoltre, al fine di migliorare la qualità del servizio di alimentazione del carico di Ercolano è allo studio la fattibilità di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento in cavo tra la CP Ercolano e la SE Napoli Levante. Infine è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento in cavo tra la CP Poggioreale e la CP Doganella di adeguata capacità di trasporto.**Stato di avanzamento:** Si sono avviati i lavori per i raccordi a 220 kV verso Castelluccia. In data 28/01/2009 è stato firmato un protocollo d'intesa con la Regione Campania e con la Provincia di Napoli. Avviato a luglio 2009 l'iter autorizzativo per le varianti in cavo "Casoria – Fratta" e "Fratta – Secondigliano". A novembre 2009 è entrata in esercizio la stazione di smistamento a 220 kV di Napoli Levante ed i relativi collegamenti in cavo 220 kV "Napoli Levante – Doganella" e "Napoli Levante – Casoria". A dicembre 2009 sono terminate le attività per il rinnovo ed il potenziamento della stazione elettrica 220/150 kV di Frattamaggiore.

### Interconnessione a 150 kV delle isole campane

**anno: 2014**

**Disegno: Interconnessione 150 kV isole campane**

L'approvvigionamento energetico delle isole di Capri, Ischia e Procida è caratterizzato da rischi elevati di energia non servita (ENS) e da scarsi livelli di qualità del servizio di distribuzione. Inoltre, l'isola di Capri non dispone di una riserva di alimentazione dalla rete del continente ed è alimentata solamente da una centrale termica a gasolio BTZ. L'isola di Ischia è alimentata tramite un collegamento sottomarino a 150 kV tra le Cabine Primarie di Cuma (impianto ubicato ad Ovest di Napoli) e Lacco Ameno; sono inoltre in servizio alcuni elettrodotti in cavo a 30 kV che collegano la CP di Ischia alla CP di Foce Vecchia. Alla rete a 30 kV è interconnessa anche una CP che alimenta l'isola di Procida. Dal punto di vista energetico le isole di Ischia e Procida sono totalmente dipendenti dalle suddette interconnessioni, non disponendo di alcuna fonte locale di generazione. Si rileva pertanto la necessità di migliorare la qualità e la continuità del servizio mediante la realizzazione di nuovi collegamenti tra il continente e le isole mediante tre tratte in cavo marino a livello 150 kV:

Tratta 1 a

La prima tratta riguarda il collegamento a 150 kV tra la nuova SE 150 kV Capri e uno degli impianti di Torre Annunziata (probabilmente la CP di Torre Centro). È prevista la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 150/MT sull'isola di Capri, per ridurre al minimo le dimensioni della stazione elettrica, vista la difficoltà nel reperire superfici idonee alla realizzazione di una stazione elettrica standard con isolamento in aria, si adotterà preferibilmente la soluzione di una stazione elettrica modulare blindata con isolamento in gas SF6.

#### Tratta 1 b

La seconda fase consiste nella realizzazione del collegamento marino tra la nuova SE 150 kV Capri e l'isola di Ischia. Questo collegamento migliorerà l'affidabilità dell'attuale collegamento del sistema isolano alla rete del continente e permetterà un esercizio in sicurezza N-1 dell'interconnessione di Capri.

Le soluzioni possibili di collegamento sono l'esistente CP di Lacco Ameno, di proprietà di ENEL Distribuzione, o attraverso la connessione ad una nuova stazione da localizzare nell'isola di Ischia.

#### Tratta 2

La portata dell'attuale cavo a 150 kV "Cuma – Lacco Ameno" è inferiore rispetto ai futuri collegamenti e l'aumento dei consumi potrebbe rendere opportuno il raddoppio del suddetto collegamento, mediante la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 150 kV. Al fine di garantire una maggiore continuità di servizio del collegamento da Cuma verso Ischia è previsto un nuovo collegamento a 150 kV da Cuma verso Patria in parte riutilizzando infrastrutture già esistenti in cavo. La possibilità di connettere le isole campane comporterebbe i seguenti benefici per il sistema elettrico:

- incremento della sicurezza, continuità e qualità dell'alimentazione del servizio elettrico;
- incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita;
- maggiore economicità del servizio correlata alla partecipazione del mercato elettrico, che renderebbe meno competitiva l'attuale generazione locale;
- sensibile riduzione delle emissioni inquinanti.

Si resta in attesa del completamento dei lavori sui collegamenti in cavo TELAT "Torre Nord – Torre Centro" e "Torre Centro - Castellammare".

**Stato di avanzamento:** Nel corso del 2008 sono stati avviati incontri con gli EE. LL. al fine di condividere l'esigenza. In data 23 Settembre 2008 si è svolto un

*incontro presso il Ministero dello Sviluppo Economico in cui hanno partecipato i rappresentanti di Terna, del MiSE, della Regione Campania ed il sindaco di Capri dove sono stati illustrati i contenuti del progetto di fattibilità, sono state discusse le fasi ed i ruoli del processo di autorizzazione da avviarsi per la realizzazione dell'intervento.*

#### **Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Campania**

**anno: 2010**

*Disegno: Interventi per la raccolta di impianti eolici nell'area tra Campania e Puglia*

Sono previsti interventi per ridurre i vincoli sulla rete a 150 kV che rischiano di condizionare la produzione degli impianti da fonte eolica (alcuni già in servizio ed alcuni di prossima realizzazione) nelle aree di Benevento, Salerno e Potenza.

In particolare, sono state messe in atto le rimozioni sulle limitazioni della capacità di trasporto presenti sulla direttrice a 150 kV "Benevento Ind.le – Ariano Irpino – Flumeri – Lacedonia – Bisaccia – Calitri – Calabritto – Contursi".

Presso la stazione a 150 kV di Vallesaccarda, già connessa all'elettrodotto a 150 kV "Flumeri – Lacedonia", è necessario realizzare dei raccordi di collegamento con la C.le eolica IVPC Anzano e con la stazione RTN di Accadia, entrambe collegate in derivazione rigida all'elettrodotto 150 kV "Vallesaccarda – Lacedonia".

Tali interventi consentiranno di immettere in rete l'energia prodotta dai futuri impianti di produzione eolica previsti nell'area. Nell'area compresa tra Benevento e Salerno, è prevista la ricostruzione delle direttrici di trasmissione a 150 kV in modo da massimizzare la capacità di trasporto.

**Stato di avanzamento:** Sono stati ultimati i lavori di ricostruzione nei tratti compresi tra Benevento Ind. e Lacedonia. A novembre 2009 sono stati ultimati i lavori presso la SE 150 kV Vallesaccarda per il collegamento della c.le eolica IVPC Anzano e della SE 150 kV di Accadia.

#### **Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Puglia**

**anno: 2012**

*Disegno: Interventi per eolici nell'area tra Campania e Puglia*

Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore sicurezza dell'energia prodotta dai parchi eolici previsti nella zona compresa tra le Regioni Puglia e Campania e nell'area limitrofa al polo di Foggia, sono in programma attività di ricostruzione della esistente



rete AT, già attualmente impegnati dai transiti immessi in rete dagli impianti eolici.

Al riguardo è prevista una nuova linea a 150 kV dalla futura stazione elettrica di Deliceto fino alla SE 150 kV di Accadia (FG). Inoltre è previsto il completamento della direttrice a 150 kV da Accadia a Foggia Ovest con l'entra – esce verso Orsara, sfruttando eventualmente porzioni di rete esistente. Questo comporterà il conseguente ampliamento della stazione RTN di Accadia.

Il secondo intervento nell'area limitrofa di Foggia, previsto per il 2009, consiste nella ricostruzione di alcune linee a 150 kV afferenti alla SE di Foggia, in modo da migliorare la capacità di trasporto.

È prevista inoltre la richiusura della direttrice 150 kV compresa tra il nord della Puglia ed il Molise.

#### **Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Basilicata**

**anno: 2014**

##### *Disegno: Ricostruzione rete AT in Basilicata*

Al fine di favorire e migliorare la sicurezza di esercizio della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione di Matera, soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti transiti di energia dovuti alla produzione degli impianti eolici, saranno potenziate le linee a 150 kV nell'area limitrofa alla SE Matera, prevedendo una capacità di trasporto superiore rispetto a quella attuale. L'efficacia dell'intervento è subordinata all'eliminazione a cura del distributore locale delle limitazioni degli elementi di impianto esistenti nella CP Matera (sbarre e sezionatori linea). Inoltre si provvederà alla ricostruzione della linea 150 kV TELAT nell'area limitrofa di Melfi consentendo il superamento delle attuali criticità di trasporto.

Infine sarà realizzato un collegamento a 150 kV tra l'utente Italcementi e la SE Matera, al fine di risolvere la criticità della linea attualmente in antenna, oggetto di acquisizione nell'ambito della RTN.

**Stato di avanzamento:** Nel corso del 2008 è stato stipulato un Protocollo d'Intesa con il Comune di Matera. In data 29/12/2008 è stato avviato l'iter autorizzativo per la variante in cavo dell'elettrodotto 150 kV "SE Matera – CP Matera".

#### **Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Calabria**

**anno: 2011**

Al fine di favorire la sicurezza di esercizio della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione di Rossano, soggetta a rischi di sovraccarico per

consistenti fenomeni di trasporto, saranno potenziate la capacità di trasporto delle linee a 150 kV "Acri – Rossano T." e delle principali dorsali nell'area compresa tra le SE 380 kV di Rossano e Rizziconi. Per ridurre i vincoli sulla rete a 150 kV che rischiano di condizionare la produzione degli impianti da fonte eolica previsti nell'area di Crotona, saranno rimosse le limitazioni di trasporto attualmente presenti sulle principali direttrici di trasmissione a 150 kV, in modo da garantire una capacità di trasporto standard.

**Stato di avanzamento:** si sono conclusi a dicembre 2009 i lavori per la realizzazione della variante in cavo all'elettrodotto 220 kV "Mucone 2 - Rotonda cd Mucone 1". In correlazione a tale attività è stato completato anche il potenziamento della linea 150 kV "Acri – Rossano T.". "Belcastro – Simeri" in autorizzazione da dicembre 2009.

#### **Elettrodotto 150 kV Sural – Taranto Ovest**

**anno: 2012**

Al fine di favorire la sicurezza di esercizio della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione di Taranto, soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti fenomeni di trasporto, è prevista la ricostruzione di alcune linee a 150 kV.

**Stato di avanzamento:** Predisposizione documentazione ai fini autorizzativi.

#### **Elettrodotto a 150 kV Castrocucco – Maratea**

**anno: 2013**

##### *Disegno: Razionalizzazione rete AT di Potenza*

L'area del Cilento è alimentata dalle SE di Montecorvino e Rotonda, tramite un'estesa rete ad anello a 150 kV, la quale, a causa dell'elevato consumo soprattutto nei periodi estivi, è impegnata da notevoli transiti. Tale assetto comporta un elevato impegno delle trasformazioni nelle due stazioni e un rischio elevato di energia non fornita in condizioni di manutenzione su un tronco del suddetto anello. Al fine di incrementare l'adeguatezza del sistema e migliorare la sicurezza di esercizio della trasmissione è programmata la realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra la C.le di Castrocucco e la SE di Maratea. Tale intervento consentirà una migliore gestione delle manutenzioni e un minore rischio di disalimentazioni.

**Stato di avanzamento:** avviata la fase concertativa con la Regione Basilicata.

### Stazione 380 kV S. Sofia (CE)

anno: 2010

Disegno: Stazione di S. Sofia

L'aumento dei carichi previsto nell'area di Caserta e la necessità di contribuire alla rialimentazione di un'ampia porzione della rete di distribuzione a 150 kV compresa tra Benevento, Caserta e Nocera, rendono necessario ed improcrastinabile l'inserimento di un nuovo punto di alimentazione dal 380 kV cui attestare alcuni degli elettrodotti a 150 kV presenti nell'area.

Pertanto, entro la data indicata, presso la stazione di S. Sofia saranno installati due ATR 380/150 kV, sarà ampliata l'esistente sezione a 380 kV e sarà realizzata una nuova sezione a 150 kV, prevedendo spazi per il successivo ampliamento di tale sezione. Al fine di garantire adeguati profili di tensione è previsto l'inserimento di una batteria di condensatori.

In particolare, saranno anticipate il più possibile le attività finalizzate ad alimentare dal nodo 380/150 kV di S. Sofia il raccordo (già realizzato) di collegamento alla direttrice di distribuzione a 150 kV "Airola – Montesarchio – Benevento II".

Infine saranno realizzati i raccordi verso la linea "Fratta – S. Giuseppe" che verrà opportunamente ricostruita nel tratto a Sud.

**Stato di avanzamento:** I lavori di adeguamento hanno già avuto inizio e se ne prevede il completamento per la data indicata. Entrati in servizio il 3 luglio 2009 il primo ATR 380/150 kV, la sezione a 150 kV e il banco di condensatori sulla sezione 150 kV.

### Stazione 380 kV Garigliano (CE)

anno: 2009/2010

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata nella sezione a 150 kV della stazione elettrica di Garigliano una batteria di condensatori da 54 MVar.

**Stato di avanzamento:** Il piano di committenza è stata espletato ottenendo il permesso a costruire. Richiesto il parere al Ministero per i Beni Ambientali Soprintendenza dei Beni Archeologici.

### Stazione 220 kV Maddaloni (CE)

anno: 2009/2010

Il complesso delle attività di potenziamento in programma comprende tra l'altro il pieno adeguamento della stazione ai nuovi valori di corto

circuito. La data indicata si riferisce alle attività da anticipare relative all'adeguamento degli stalli linea n. 237 per Frattamaggiore, n. 238 per Graftech e dello stallo TR1.

**Stato di avanzamento:** I lavori di adeguamento hanno già avuto inizio e se ne prevede il completamento entro la data indicata.

### Stazione 380/150 kV di Palo del Colle

anno: 2011

Disegno: Stazione di Palo del Colle

La rete di trasmissione a 380 kV in Puglia è caratterizzata da un alto impegno dei trasformatori presenti nelle stazioni, in particolare nella provincia di Bari. Al riguardo si segnala che il notevole fabbisogno di tipo domestico ed industriale è in parte soddisfatto grazie alla produzione immessa sulla rete AT dalla c.le ad olio combustibile di Bari Termica.

Al fine di superare le suddette criticità, è prevista la realizzazione, presso la futura stazione a 380 kV di Palo del Colle (impianto di consegna della centrale Sorgenia Puglia SpA di Modugno, da raccordare in entra-esce sulla linea a 380 kV "Bari Ovest – Foggia"), dello stadio di trasformazione 380/150 kV e di una sezione a 150 kV, da collegare alla locale rete AT. Al riguardo, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV in cavo verso la SE 150 kV di Bari TE e di brevi raccordi a 150 kV in entra-esce alla linea RTN "Bari Ind. 2 – Corato" ed alla linea di proprietà del distributore locale "Modugno – Bitonto". La stazione permetterà non solo di alimentare in sicurezza la rete a 150 kV, migliorando i profili di tensione e l'esercizio delle stazioni di trasformazione limitrofe, ma anche di superare gli attuali problemi di trasporto sulla rete in AT tra Brindisi e Bari delle ingenti potenze prodotte dal polo di Brindisi. Successivamente alla data indicata è prevista per la SE di Palo del Colle la realizzazione degli ulteriori raccordi in entra-esce alla linea a 380 kV "Brindisi Sud – Andria" con l'obiettivo di aumentare la sicurezza e flessibilità di esercizio.

In correlazione con gli interventi descritti ed al fine di garantire i necessari livelli di sicurezza, flessibilità ed affidabilità di esercizio, è previsto anche l'ampliamento ed il rifacimento in doppia sbarra della sezione a 150 kV della stazione RTN di Bari TE. L'impianto, che riveste una importante funzione di smistamento delle potenze sul carico cittadino, dovrà essere ricostruito, per motivi di spazio, in soluzione blindata con isolamento in SF6.

Inoltre sarà prevista la ricostruzione della linea a 150 kV "Corato – Bari TE", necessaria per garantire il funzionamento in condizioni di sicurezza della rete a 150 kV nell'area a nord di Bari in presenza della nuova stazione di trasformazione.

**Stato di avanzamento:** È entrata in servizio la sezione 380 kV della SE 380/150 kV di Palo del Colle (BA) inserita in entra-esce alla linea 380 kV "Bari Ovest – Foggia" ed è stato avviato l'iter autorizzativo per la realizzazione della sezione 150 kV a Palo del Colle, dei raccordi a 150 kV di collegamento della linea "Modugno – Bitonto" alla nuova stazione di Palo del Colle e per il nuovo collegamento in cavo a 150 kV tra Palo del Colle e Bari Termica. In data 29/12/2008, ai sensi della L.239/04, è stato avviato l'iter autorizzativo dell'intervento relativo all'elettrodotto 150 kV "Corato – Bari industriale 2".

### Riassetto area di Galatina

**anno: 2013**

L'area del Salento è caratterizzata da un elevato consumo di energia, in particolare nel periodo estivo; i carichi sono alimentati dalle trasformazioni presenti nella stazione di Galatina attraverso un'estesa rete a 150 kV. Al riguardo si segnala che nel corso dell'esercizio i due ATR 380/150 kV si caricano notevolmente, approssimandosi nei periodi di punta ai limiti di funzionamento nominale. Pertanto, al fine di ottenere un esercizio più sicuro e flessibile e garantire una migliore qualità del servizio di alimentazione, nella stazione di Galatina sarà installato il terzo ATR 380/150 kV e conseguentemente sarà adeguata la sezione a 150 kV. È inoltre previsto il potenziamento delle direttrici a 150 kV nell'area a sud di Lecce, in correlazione alla connessione di impianti eolici previsti nell'area.

**Stato di avanzamento:** Sono in corso contatti con il distributore locale, al fine di condividere le esigenze di rete e coordinare i rispettivi piani di sviluppo.

### Stazione 380 kV Brindisi Pignicelle

**anno: 2010**

A seguito dell'entrata in servizio della centrale Enipower a ciclo combinato da 1.170 MW, si rende necessaria la ricostruzione della sezione a 380 kV di Brindisi Pignicelle, mediante l'adeguamento della portata delle sbarre di stazione, caratterizzate da valori inferiori agli standard. Inoltre, in considerazione della inadeguatezza della attuale sezione a 220 kV, si effettuerà una razionalizzazione della rete a 220 kV afferente la stessa stazione. Verrà pertanto dismessa la sezione a 220 kV e verrà realizzata la trasformazione diretta 380/150 kV mediante l'installazione di tre ATR. La linea a 220 kV

"Brindisi – Taranto Nord" sarà declassata a 150 kV e sarà collegata alla sezione a 150 kV, previa predisposizione degli apparati idonei. Inoltre a seguito della recente rinuncia ufficiale alla connessione a 220 kV a Brindisi Pignicelle da parte della Edipower, si renderanno necessari interventi nella rete afferente tale impianto; in particolare sarà dismessa completamente la sezione a 220 kV a Brindisi Nord, con relativa perdita della riserva di alimentazione per il nastro Carbone (di proprietà Enel Produzione). Al fine di mantenere tale riserva sono in corso analisi di rete con i Titolari degli impianti; non si esclude la realizzazione di un bypass in accesso alla SE di proprietà Edipower tra la linea 229 e la 260 (da ammazettare con la 261) e di adeguare i montanti di attestazione delle linee al nuovo livello di tensione. Tale soluzione prevederebbe due alternative:

- il mantenimento in classe 220 kV di tale bypass: tale soluzione prevede il mantenimento dell'ATR 380/220 kV presso Brindisi Pignicelle al fine di mantenere l'alimentazione a 220 kV del Nastro Carbone;
- il declassamento a 150 kV di tale bypass: tale soluzione prevede l'adeguamento dell'impianto di Enel Produzione per l'alimentazione a 150 kV del Nastro Carbone e la predisposizione di un nuovo stallo a 150 kV presso la sezione a 150 kV di Brindisi Pignicelle.

In correlazione con la modifica della connessione della c.le Edipower di Brindisi Nord, gli impianti utilizzatori oggi alimentati anche dalla stazione a 220 kV annessa alla c.le di Brindisi N. saranno opportunamente ricollegati alla rete a 150 kV a cura del distributore locale.

L'intervento nel suo complesso prevede, dunque, anche l'ampliamento dell'attuale sezione a 380 kV, con la realizzazione di ulteriori due stalli primari ATR e con gli spazi per n. 2 stalli linea futuri e per l'eventuale evoluzione ad un assetto con due sistemi a 380 kV separabili, interconnessi con due congiuntori.

Con il riassetto della SE di Brindisi P., si rende infine necessaria la realizzazione di varianti dei tratti in ingresso alla stazione dei seguenti elettrodotti a 380 kV: "Brindisi P. – Brindisi S. 2", "Bari O. – Brindisi P.", "Brindisi P. – Taranto N.", "Brindisi P. – Enipower".

Le attività programmate comprendono anche il pieno adeguamento dell'impianto ai nuovi valori di corto circuito, mediante sostituzione con nuovi apparati adeguatamente dimensionati.

**Stato di avanzamento:** La realizzazione della nuova linea a 380 kV tra la C.le di Brindisi N. e la stazione di Brindisi Pignicelle, in sostituzione dell'attuale

doppia terna a 220 kV "C.le Brindisi Nord – Brindisi Pignicelle", è subordinata all'ottenimento delle autorizzazioni da parte Edipower (C.le Brindisi Nord) nell'ambito della procedura ai sensi della Legge 55/02. Nel caso in cui tali autorizzazioni non dovessero essere ottenute, l'elettrodotto in d.t. a 220 kV "C.le Brindisi Nord – Brindisi Pignicelle" sarà mantenuto in servizio ammazzettato e collegato transitoriamente sul secondario di uno degli esistenti ATR 380/220 kV presenti nella stazione di Brindisi Pignicelle.

La dismissione della citata linea in d.t. a 220 kV è condizionata anche alla realizzazione dei nuovi impianti a 150 kV funzionali a garantire un'adeguata riserva di alimentazione per le utenze attualmente alimentate dal sistema a 220 kV della stazione annessa alla centrale di Brindisi Nord.

#### **Stazione 380 kV Laino (CS)**

**anno: 2009/2010**

Per consentire il corretto esercizio dell'impianto 380 kV di Laino, è previsto il suo adeguamento completo ai nuovi valori di corto circuito.

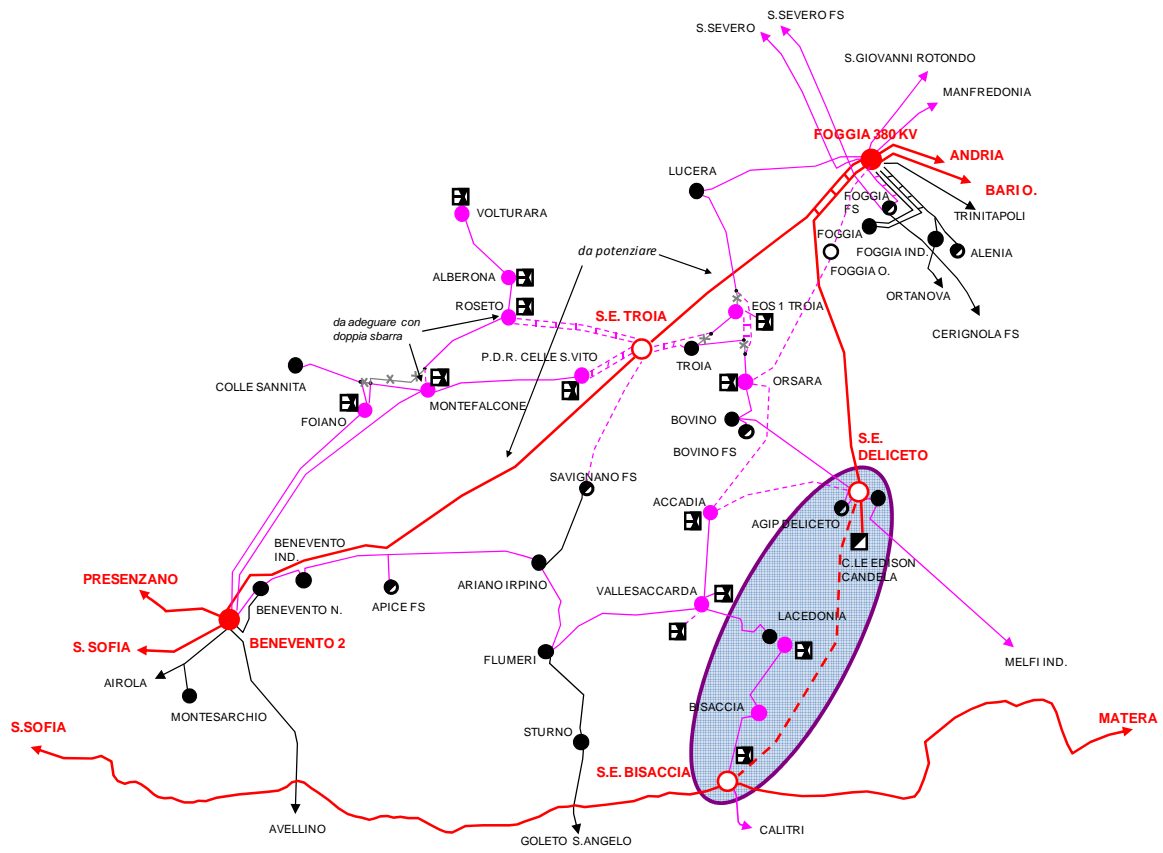
**Stato di avanzamento:** i lavori di adeguamento hanno già avuto inizio e se ne prevede il completamento per la data indicata.

#### **Stazione 380 kV Scandale (KR)**

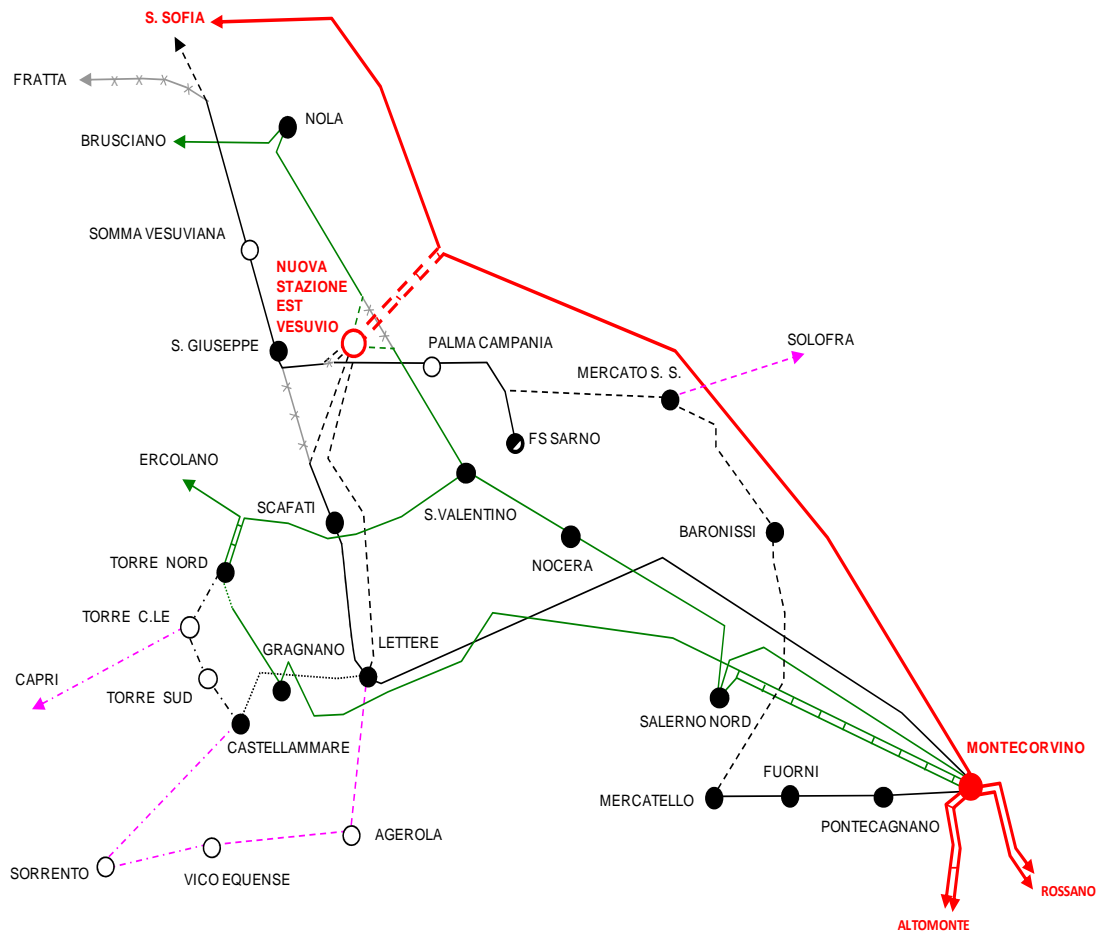
**anno: 2011**

Per consentire una migliore regolazione della tensione ed assicurare adeguati livelli di qualità e sicurezza nell'esercizio della rete AT nell'area della provincia di Crotone, sarà installata una reattanza di compensazione da 285 MVar nella esistente stazione di 380 kV di Scandale.

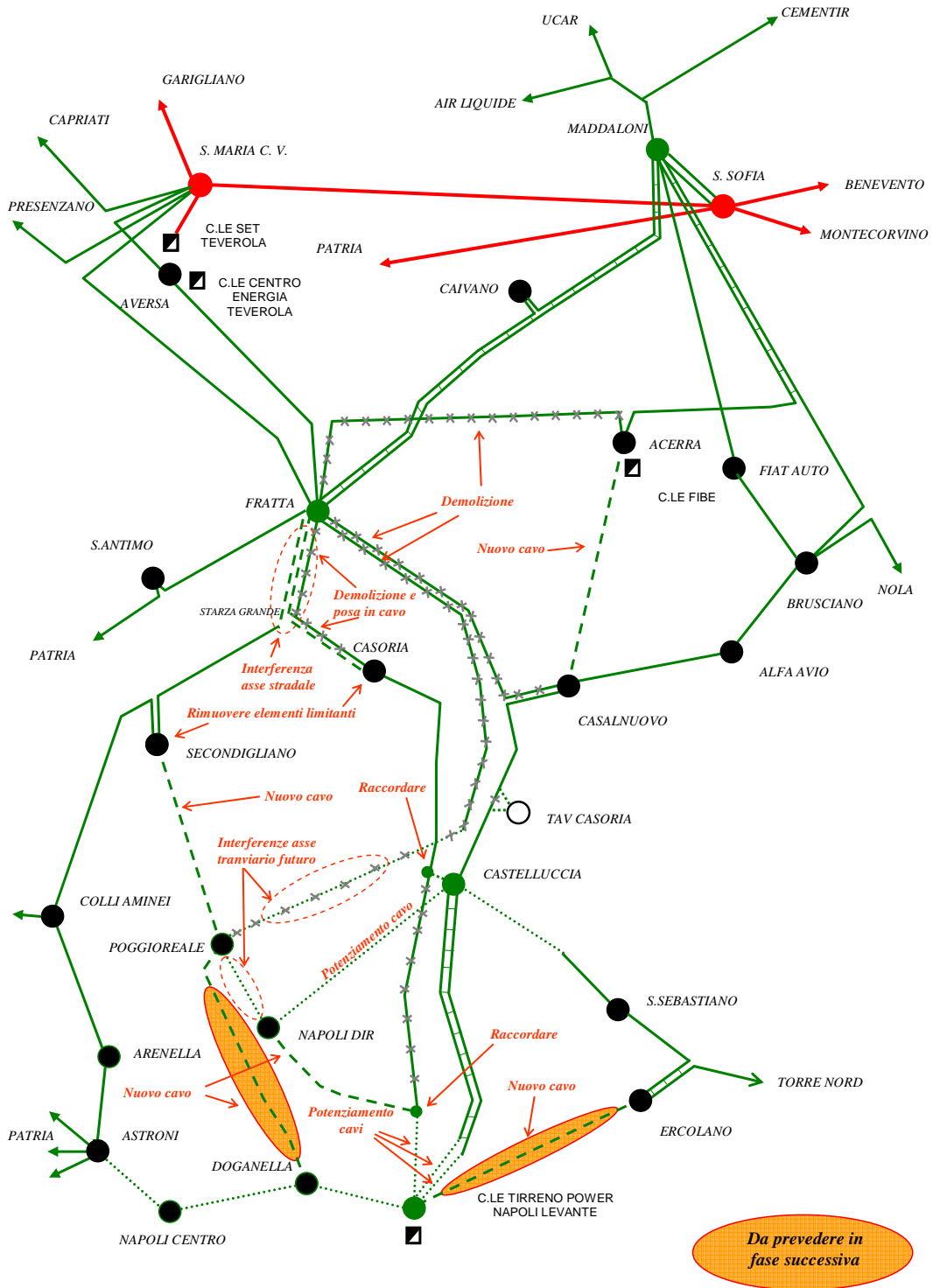
Interventi per la raccolta di impianti eolici nell'area tra Campania e Puglia



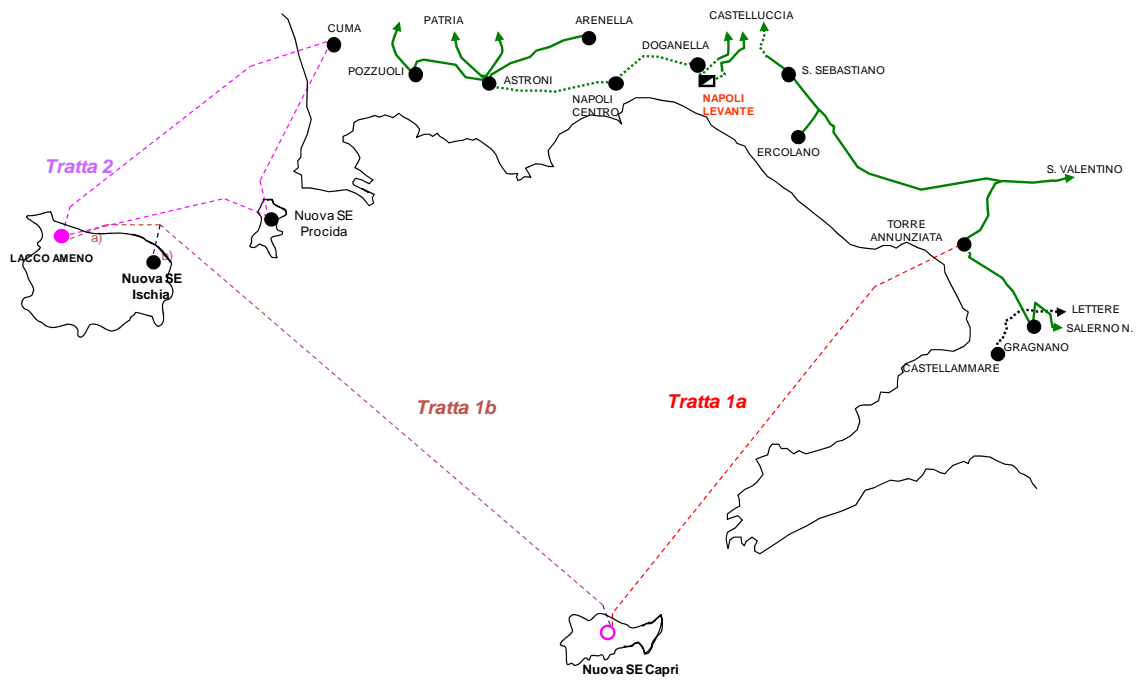
Stazione ad est del Vesuvio



**Riassetto rete a 220 kV città di Napoli**



Interconnessione 150 kV isole campane



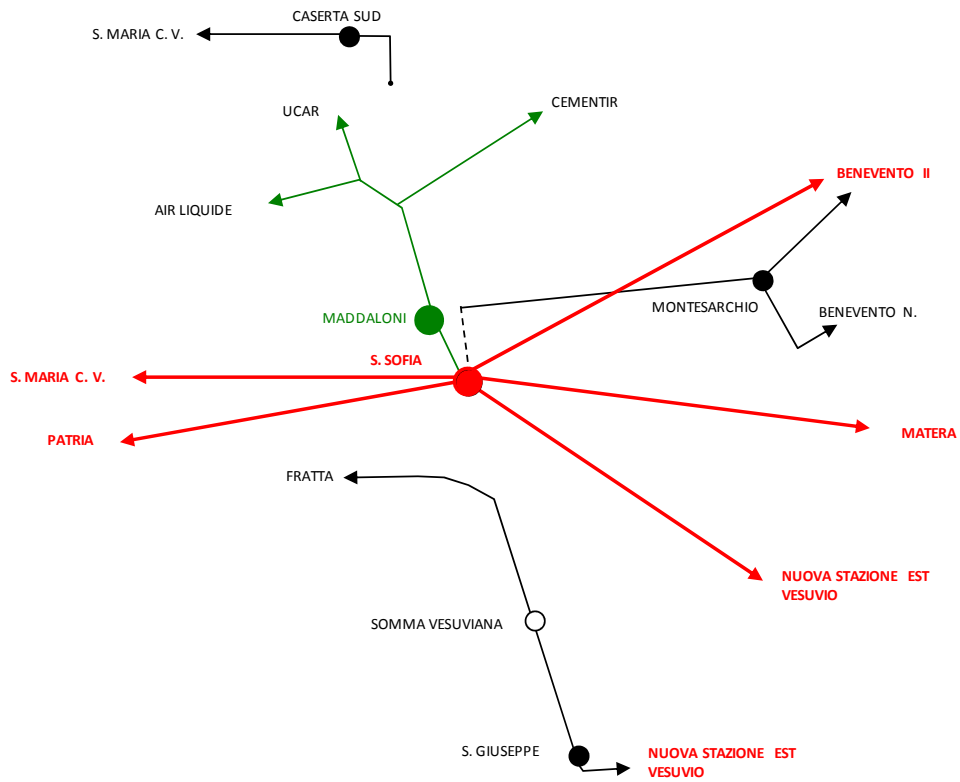




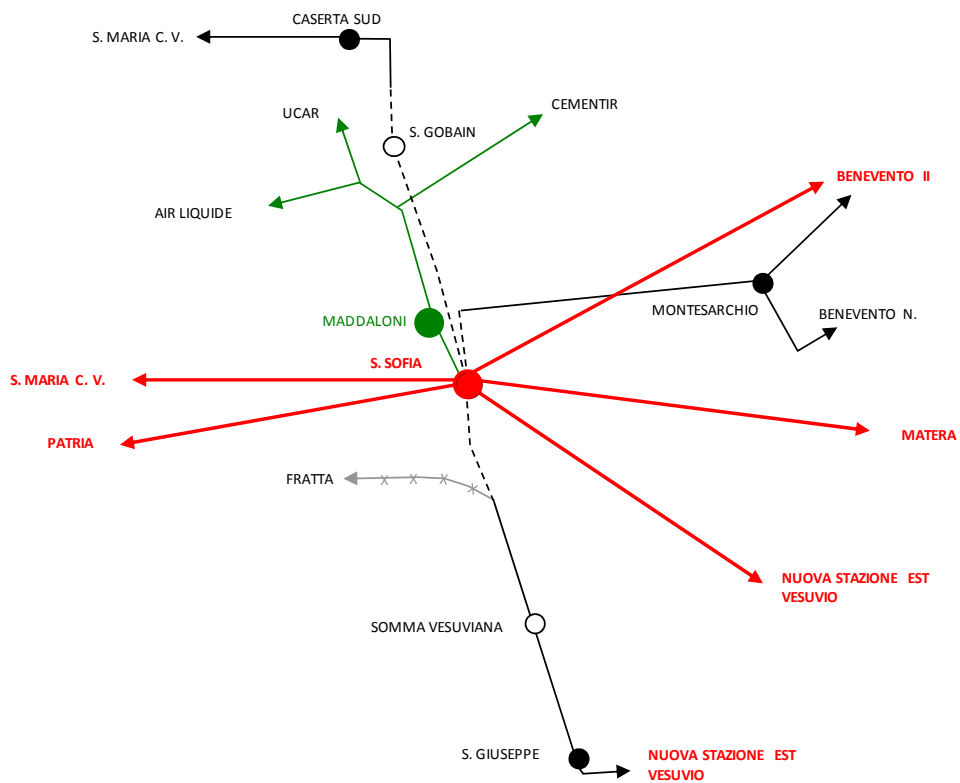


## Stazione di S. Sofia

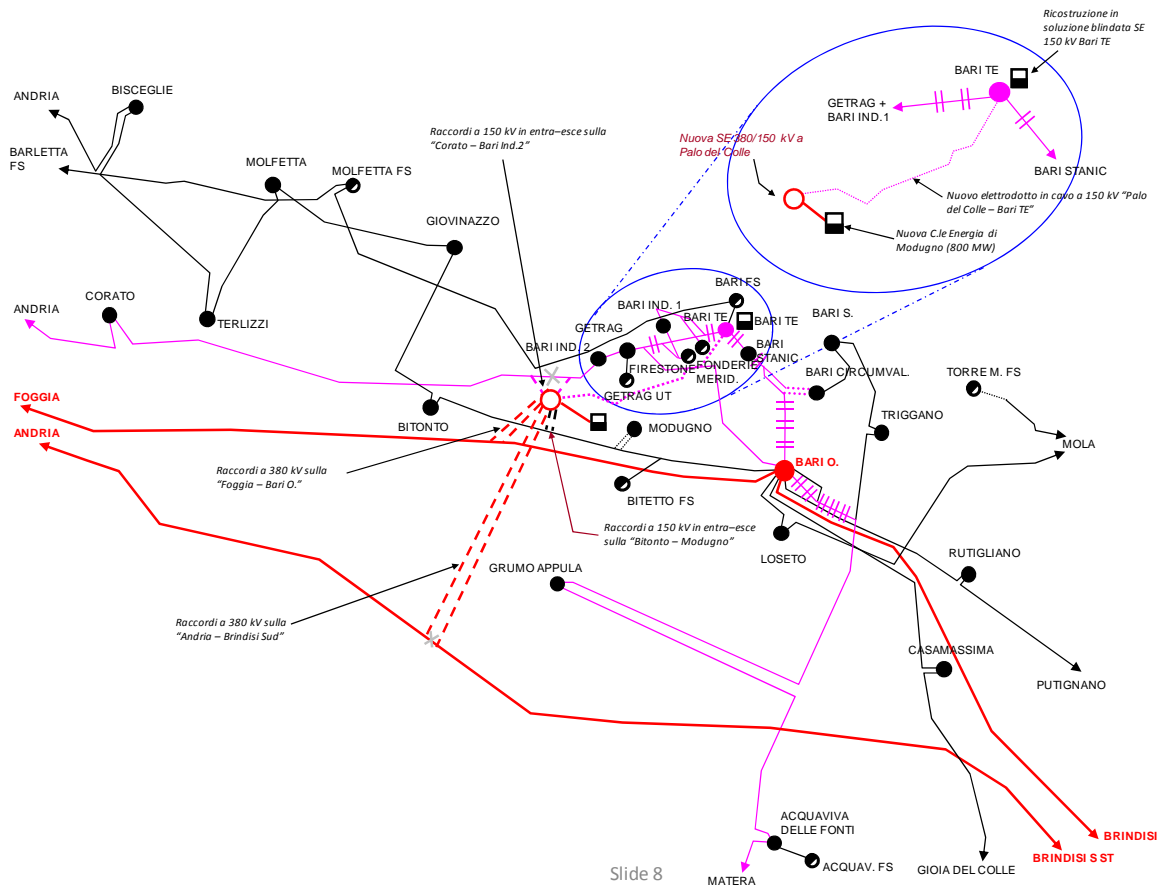
Assetto iniziale



Assetto finale



**Stazione 380/150 kV di Palo del Colle**



## 4.7 Area Sicilia



### Interventi previsti

#### Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi e Riassetto rete 150 kV Messina

**anno: 2013<sup>20</sup>**

Al fine di rendere possibile un consistente incremento della capacità di trasporto fra la Regione Sicilia ed il Continente, verrà potenziata l'interconnessione a 380 kV tra le SE di Rizziconi (RC) e Sorgente (ME), mediante la realizzazione (parte in soluzione aerea e parte in cavo, sia sottomarino che terrestre) di un secondo collegamento in doppia terna a 380 kV. Il nuovo collegamento e gli interventi ad esso correlati garantiranno una maggiore sicurezza della connessione della rete elettrica siciliana a quella peninsulare, favorendo gli scambi di energia con evidenti benefici in termini di riduzione dei vincoli per gli operatori del mercato elettrico e di maggiore concorrenza.

La realizzazione del collegamento è particolarmente importante poiché favorirà anche la produzione nella rete siciliana di un maggior numero di centrali eoliche.

Entrambe le terne a 380 kV del nuovo elettrodotto saranno raccordate ad una nuova stazione elettrica da realizzarsi presso il Comune di Villafranca Tirrena (ME). Sfruttando il tracciato del nuovo elettrodotto, tale stazione avrà una posizione maggiormente baricentrica rispetto alla distribuzione dei carichi elettrici locali e sarà opportunamente raccordata alle linee a 150 kV che alimentano le utenze del messinese. Nell'impianto è prevista l'installazione di due ATR 380/150 kV e di opportune reattanze

<sup>20</sup> Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il primo trimestre 2010.

trasversali di compensazione necessarie a garantire il rifasamento delle tratte in cavo.

In correlazione a tali opere è previsto un piano di razionalizzazione della rete AT che alimenta l'area di Messina, che consentirà di migliorare la qualità del servizio e, conseguentemente, permetterà la dismissione di un considerevole numero di linee aeree a 150 kV verso Sorgente, con evidenti benefici ambientali.

**Stato di avanzamento:** A febbraio 2009 è stata ottenuta, con decreto N. 239/EL-76/82/2009, l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dei tratti in cavo e delle stazioni di Scilla e Villafranca, non oggetto di VIA. A luglio 2009 si è ottenuto il decreto VIA anche per i tratti aerei.

#### Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna

**anno: 2015<sup>21</sup>**

È previsto un nuovo elettrodotto a 380 kV che collegherà la SE Chiaramonte Gulfi a quella di Ciminna, già realizzata in classe 380 kV, ma esercita a 220 kV, presso la quale saranno installati due ATR 380/220 kV da 400 MVA con relativi stalli. L'intervento è finalizzato a creare migliori condizioni per il mercato elettrico e a migliorare la qualità e la continuità della fornitura dell'energia elettrica nell'area centrale della Regione Sicilia. Il nuovo elettrodotto consentirà di ridurre gli attuali vincoli di esercizio delle centrali presenti nella parte orientale dell'isola, migliorando l'affidabilità e la

<sup>21</sup> La data tiene conto della sottoscrizione dell'accordo con gli Enti Locali della fascia di fattibilità dell'elettrodotto, del conseguente avvio dell'iter autorizzativo entro il 2010 e dell'ottenimento delle autorizzazioni entro 18 mesi.

sicurezza della fornitura di energia elettrica nella Sicilia occidentale, in particolare nella città di Palermo, inoltre permetterà, anche in relazione al previsto nuovo collegamento a 380 kV “Sorgente - Rizziconi”, di sfruttare maggiormente l’energia messa a disposizione dalle nuove centrali, garantendo così una migliore copertura del fabbisogno isolano.

Per migliorare la qualità e la sicurezza di alimentazione del centro dell’isola il tracciato del nuovo elettrodotto sarà valutato in modo tale da raccordarsi alla stazione a 150 kV di Caltanissetta, avente gli spazi necessari per realizzarvi una nuova sezione a 380 kV.

**Stato di avanzamento:** È stato deliberato dalla Regione Siciliana in data 10/09/2008 il corridoio del suddetto collegamento.

#### **Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo e riassetto rete 150 kV nell’area di Catania e Siracusa**

**anno: 2013<sup>22</sup>**

*Disegno: Paternò - Priolo*

In correlazione con la connessione della nuova centrale ERG Nu.Ce. Nord di Priolo (SR), al fine di superare le possibili limitazioni alla generazione del polo produttivo di Priolo, è in programma la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV che collegherà la SE di Paternò (CT) con la nuova SE a 380 kV di Priolo.

Al fine di aumentare la continuità del servizio e la stabilità delle tensioni nella Sicilia orientale e in previsione di un forte sviluppo della produzione di energia eolica nella zona sud orientale della Sicilia, il futuro elettrodotto 380 kV “Paternò – Priolo” sarà raccordato ad una nuova SE 380/220/150 kV da realizzarsi in località Pantano D’Arci (CT). L’intervento consentirà di interconnettere il sistema a 380 kV con la rete a 150 kV che alimenta l’area di Catania, migliorando la sicurezza e la flessibilità di esercizio della rete.

Alla nuova stazione 380 kV di Pantano saranno raccordate le linee:

- “Misterbianco – Melilli” in doppia terna a 220 kV, prevedendo il declassamento a 150 kV del tratto compreso tra la nuova SE di Pantano e Melilli;
- “Pantano d’Arci – Zia Lisa” a 150 kV;

- un tratto della linea a 150 kV “Catania Z.I. – Lentini”, che consentirà l’eliminazione del resto della linea verso Lentini.

Nella stazione a 220 kV di Melilli sarà realizzata una nuova sezione a 380 kV, da collegare alla nuova SE di Priolo attraverso due terne a 380 kV. Le trasformazioni di Melilli saranno adeguatamente potenziate con l’installazione di 2 ATR 380/220 kV da 400 MVA e di 1 ATR 380/150 kV da 250 MVA al posto dell’attuale ATR 220/150 kV da 160 MVA; ciò consentirà di interconnettere il sistema a 380 kV con quello a 220 kV di Melilli che alimenta l’area di Siracusa, determinando ulteriori benefici in termini di continuità del servizio e di stabilità delle tensioni.

Per consentire una maggiore continuità del servizio, la CP Sigonella sarà collegata attraverso un nuovo elettrodotto TELAT a 150 kV alla sezione 150 kV della SE di Paternò.

Infine l’intervento interesserà anche la rete a 150 kV di Catania, dove è previsto un programma di razionalizzazione della rete esistente.

**Stato di avanzamento:** L’intervento, ai fini dell’utilizzo degli strumenti previsti dalla “Legge obiettivo”, è stato inserito fra quelli di “preminente interesse nazionale” contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001, con il nome di “Raccordi 150 kV alla stazione di trasformazione 380/150 kV di Paternò”. Per l’elettrodotto a 380 kV “Paternò – Priolo” sono in corso gli incontri con gli EE.LL. per la condivisione del corridoio finale. Riguardo agli interventi sulla SE di Paternò è in corso l’attività di monitoraggio dell’avifauna locale, come richiesto dall’Assessorato Territorio e Ambiente della Regione Siciliana, per il rilascio della valutazione di incidenza ambientale. La stazione a 380 kV di Priolo è entrata in servizio nel secondo semestre 2008. È stato deliberato presso la Regione Siciliana in data 10/09/2008 il corridoio del suddetto collegamento, che prevede l’attraversamento del parco del Simeto. Si prevede di avviare l’iter autorizzativo entro il primo trimestre 2010. A maggio 2009 è stato avviato l’iter autorizzativo dei collegamenti in cavo interrato a 380 kV per collegare la SE di Priolo alla SE di Melilli (EL-165/2009).

#### **Elettrodotto 380 kV Sorgente – Ciminna**

**anno: 2015**

Al fine di realizzare l’anello a 380 kV nella Regione Sicilia, si intende realizzare un nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni di Sorgente e Ciminna.

L’intervento è finalizzato all’incremento della capacità di trasporto della rete per creare migliori condizioni di mercato elettrico e migliorare la qualità e la continuità della fornitura elettrica, favorendo lo sviluppo del tessuto socio-economico

<sup>22</sup> La data tiene conto della condivisione con gli Enti Locali della fascia di fattibilità dell’elettrodotto entro il primo trimestre 2010 e ottenimento delle autorizzazioni entro 18 mesi.

dell'isola. Tale opera permetterà di sfruttare l'energia messa a disposizione delle nuove centrali tramite il nuovo collegamento a 380 kV "Sorgente - Rizziconi", consentendo di scambiare con maggior sicurezza la produzione prevista nell'isola e garantendo nuovi assetti produttivi più convenienti.

**Stato di avanzamento:** iter concertativo in corso.

#### **Elettrodotto 380 kV Partanna – Ciminna**

**anno: lungo termine**

*Disegno: Partanna - Ciminna*

In considerazione del previsto collegamento tra la Rete tunisina e la Rete siciliana e dell'elevato import di energia elettrica dal Nord Africa, sarà realizzato un nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni elettriche di Partanna e di Ciminna.

L'intervento è finalizzato a trasmettere la potenza importata in sicurezza, migliorando l'approvvigionamento di energia, l'economicità e la continuità del servizio di trasmissione di energia elettrica in Sicilia.

Presso l'esistente SE 220 kV di Partanna, sarà necessario realizzare una nuova sezione a 380 kV per la connessione del cavo HVDC proveniente dalla Tunisia e saranno installate tre trasformazioni 380/220 kV da 400 MVA con i relativi stalli.

**Stato di avanzamento:** In data 31-07-2009 è stato avviato l'iter autorizzativo dell'interconnessione Italia – Tunisia.

#### **Elettrodotto 220 kV Partinico - Fulgatore**

**anno: lungo termine**

Al fine di alimentare in sicurezza la Sicilia occidentale, è in programma la nuova linea a 220 kV "Partinico - Fulgatore", che con l'attuale linea a 220 kV "Partanna – Fulgatore" realizzerà una seconda alimentazione per l'area di Trapani.

La nuova linea a 220 kV garantirà una maggiore sicurezza e una migliore qualità nell'alimentazione della rete locale a 150 kV e sarà realizzata in classe 380 kV.

Nella stazione di Fulgatore sarà ampliata la sezione a 220 kV (prevedendo un blindato in classe 380 kV), realizzando un sistema a doppia sbarra con 4 stalli: 2 stalli linea, 1 per l'ATR 220/150 kV già presente in stazione ed 1 parallelo sbarre (2015).

Nella stazione di Partinico sarà realizzato uno stallo linea 220 kV.

Con tale rinforzo di rete infine si favorirà la connessione degli impianti di produzione da fonte rinnovabile previsti nell'area.

**Stato di avanzamento:** Da avviare l'iter concertativo.

#### **Elettrodotto 150 kV Vittoria – Gela – der. Dirillo**

**anno: 2013**

Si intende trasformare l'attuale connessione in derivazione rigida della CP Dirillo in connessione entra-esce alla linea a 150 kV "Vittoria - Gela"; per tale intervento è richiesto l'approntamento di un ulteriore stallo linea presso la CP Dirillo a cura del distributore locale, titolare dell'impianto. In alternativa non si esclude la realizzazione di una nuova stazione di consegna per utente nei pressi del T rigido. In tal modo si migliorerà l'efficienza del servizio di trasmissione incrementando la continuità del servizio e si semplificheranno le attività e i tempi di manutenzione ordinaria sulla rete.

**Stato di avanzamento:** L'opera è inserita nel pacchetto di interventi in concertazione con la Regione Siciliana.

#### **Elettrodotto 150 kV Mineo SE – Mineo CP**

**anno: lungo termine**

A seguito delle previste connessioni di centrali eoliche lungo l'arteria a 150 kV tra la stazione di Augusta (SR) e la cabina primaria di S. Cono (CT), per superare le prevedibili congestioni di rete è programmata la realizzazione di una nuova linea a 150 kV che collegherà la stazione elettrica di Mineo (CT) con la CP Mineo, di proprietà del distributore locale.

**Stato di avanzamento:** L'opera è inserita nel pacchetto di interventi in concertazione con la Regione Siciliana.

---

## Interventi su impianti esistenti o autorizzati

---

### Stazione 380 kV Caltanissetta (CL)

**anno: 2012**

Per migliorare la qualità e la sicurezza di alimentazione del centro dell'Isola, nonché favorire l'ingresso in rete di nuove centrali eoliche, il tracciato del nuovo elettrodotto a 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna" sarà tale da passare vicino e raccordarsi alla stazione RTN di Caltanissetta, avente gli spazi necessari per realizzarvi due trasformazioni 380/150 kV.

Tale intervento, fornendo un'alimentazione dal 380 kV alla rete di trasmissione in AT presente nell'area, consentirà la necessaria riserva di alimentazione per la rete di Caltanissetta, migliorando la qualità del servizio locale e semplificando le attività e i tempi di manutenzione ordinaria della rete.

Oltre i raccordi a 380 kV, nella stazione di Caltanissetta si realizzerà una nuova sezione a 380 kV in doppia sbarra con 5 stalli: 2 per i raccordi, 2 per i due ATR 380/150 kV da 250 MVA ed 1 per il parallelo sbarre. Nella sezione a 150 kV si predisporranno due nuovi stalli per i secondari degli ATR e uno per l'installazione di una batteria di condensatori da 54 MVar.

### Stazione 380 kV Sorgente (ME)

**anno: 2010**

Attualmente la stazione elettrica di Sorgente è costituita da tre sezioni ciascuna realizzata con doppio sistema di sbarre rispettivamente a 380, 220 e 150 kV. Il sistema 380 kV è interconnesso con il 220 kV tramite 2 ATR da 400 MVA e con il 150 kV tramite 1 ATR da 250 MVA, mentre il sistema 220 kV è interconnesso con il 150 kV tramite 2 ATR da 250 MVA.

Per aumentare lo scambio in sicurezza con il Continente e quindi, indirettamente, per favorire la connessione di un maggior numero di impianti di produzione da fonte eolica nell'Isola è prevista, in correlazione con il nuovo collegamento a 380 kV "Sorgente – Rizziconi", l'installazione in stazione di un terzo ATR 380/220 kV da 400 MVA con i relativi stalli.

**Stato di avanzamento:** La realizzazione dell'intervento è in fase avanzata.

### Stazione 220/150 kV Corriolo (ME)

**anno: 2010**

Con l'obiettivo di far fronte all'incremento di fabbisogno sulla rete MT è previsto il potenziamento delle trasformazioni 150/20 kV, mediante la sostituzione dei TR esistenti con analoghi di potenza maggiore.

**Stato di avanzamento:** Il potenziamento delle trasformazioni è in corso.

### Stazione 220 kV Agrigento

**anno: 2015**

*Disegno: Stazione 220 kV Agrigento*

Al fine di consentire una maggiore qualità e continuità del servizio è prevista la realizzazione di una nuova Stazione Elettrica 220/150 kV nell'area ad ovest di Agrigento, realizzata in classe 380 kV, esercita a 220 kV. La nuova SE sarà collegata in entra-esce ad una delle due terne della linea 220 kV in d.t. "Partanna - Favara".

La nuova SE sarà raccordata alla rete AT presente nella zona consentendo così un'ampia razionalizzazione della rete esistente mediante la dismissione di alcuni tratti di linee che attraversano l'area urbana della città di Agrigento.

### Stazione 150 kV Castel di Lucio (ME)

**anno: 2010**

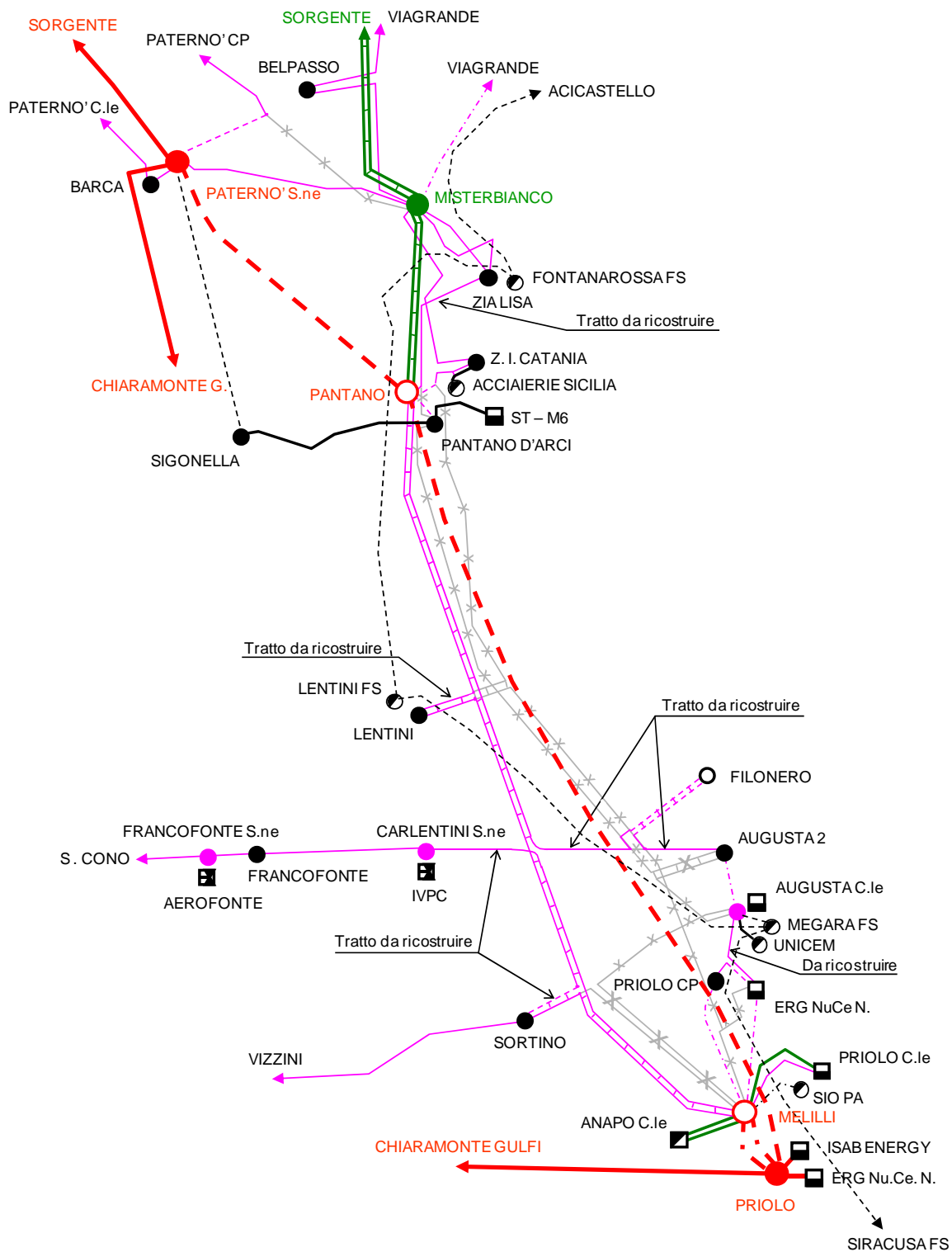
È prevista una nuova stazione elettrica a 150 kV denominata "Castel di Lucio" da inserire in entra-esce alla linea "Castelbuono – Troina CP" necessaria alla connessione del parco eolico da 25,5 MW della società Minerva S.r.l..

Nella nuova stazione di Castel di Lucio sarà previsto uno stallo per l'attestamento della linea a 150 kV che attualmente collega la CP di Nicosia, in derivazione rigida, alla sopraccitata linea "Castelbuono – Troina CP".

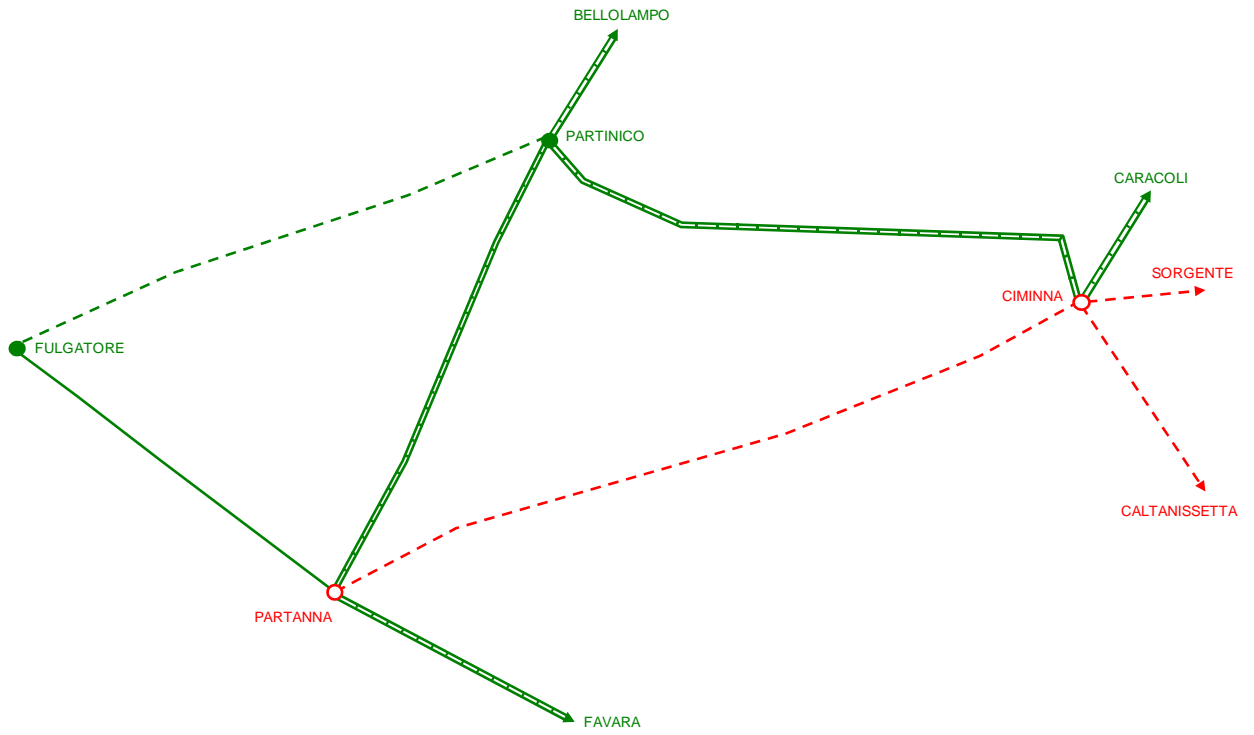
**Stato di avanzamento:** In realizzazione.



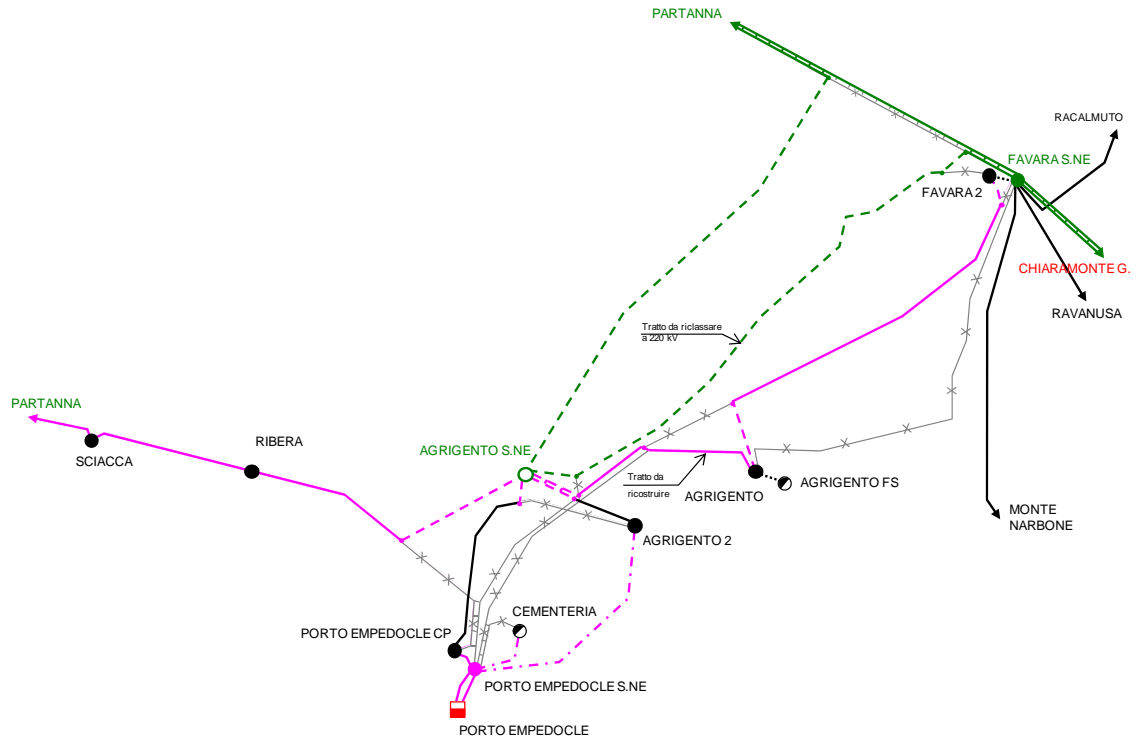
**Paternò - Priolo**



Partanna – Ciminna



Stazione 220 kV Agrigento





## 4.8 Area Sardegna



---

### Interventi previsti

---

#### Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud – Rumianca (CA)

*anno: 2011/2012*

Al fine di migliorare l'affidabilità di esercizio ed aumentare i margini di continuità del servizio di trasmissione è stato programmato un intervento di potenziamento della rete elettrica a 150 kV nell'area di Cagliari.

In particolare sarà realizzata una nuova linea a 150 kV in cavo che collegherà tra loro le stazioni di Cagliari Sud e Rumianca con contestuale ampliamento delle stesse

Tale nuovo collegamento è finalizzato a trasmettere, in condizioni di sicurezza, la potenza prodotta della centrale Sarlux verso il carico della città di Cagliari.

**Stato di avanzamento:** *In data 11 Gennaio 2008 è stata avviata la richiesta di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio ai sensi della Legge 239/04. In data 2 Ottobre 2009 è stata rilasciata l'intesa della Regione Sardegna ai sensi dell'art. 1, comma 26, della Legge 23 Agosto 2004, L.239/04.*

#### Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" (OT)

*anno: 2013*

*Disegno: S. Teresa - Buddusò*

Al fine di potenziare la rete nord della Sardegna, e mantenere un adeguato livello di sicurezza della rete e della qualità della fornitura, anche nel periodo estivo quando si registra un incremento del carico, sarà realizzato un nuovo collegamento a 150 kV tra le CP di S. Teresa (OT), di Tempio (OT) e di Buddusò (OT).

Il nuovo collegamento consentirà, inoltre, di utilizzare alla piena potenza, senza limitazioni di esercizio, il collegamento con la Corsica denominato SARCO favorendo anche la connessione di impianti eolici previsti nell'area.

Per garantire la connessione del nuovo collegamento con la CP di S. Teresa, verrà realizzata, in adiacenza alla CP, una nuova stazione alla quale si attesterà il cavo con la Corsica, la linea per Tempio e un breve raccordo per il collegamento con la CP di S. Teresa di proprietà ENEL Distribuzione.

Per garantire una migliore magliatura con la rete esistente nell'area e incrementare la sicurezza di esercizio è in programma la realizzazione di una seconda nuova stazione di smistamento. La nuova stazione sarà inserita in entra-esce alla linea "Olbia – Tempio" e ad essa saranno connesse, mediante nuove linee, la futura stazione, di cui sopra, in prossimità della CP S. Teresa e la CP di Buddusò.

**Stato di avanzamento dell'opera:** *Con deliberazione n. 18/29 del 18/03/2008, la Regione Sardegna ha deliberato l'istituzione e l'avvio dei tavoli di concertazione per la localizzazione di opere urgenti*

quali la nuova linea "Santa Teresa – Tempio – Buddusò".

#### **Elettrodotto 150 kV "Selargius – Goni" (CA)**

**anno: 2013**

*Disegno: Selargius - Goni*

Al fine di rafforzare la rete a 150 kV dell'Ogliastra, in considerazione della demolizione della linea "Villasor - Isili - Flumendosa" a suo tempo programmata da di ENEL Distribuzione, e di migliorare il servizio di trasmissione, sarà realizzato un nuovo elettrodotto a 150 kV tra la SE di Selargius e la CP di Goni.

**Stato di avanzamento dell'opera:** *Con deliberazione n. 18/29 del 18/03/2008, la Regione Sardegna ha deliberato l'istituzione e l'avvio dei tavoli di concertazione per la localizzazione di opere urgenti quali la nuova linea "Selargius – Goni".*

#### **Potenziamento rete AT in Gallura (OT)**

**anno: 2014**

*Disegno: Potenziamento rete AT in Gallura*

La rete di trasmissione della Sardegna Nord-Orientale (Gallura) è costituita da un lungo anello 150 kV che comprendente una serie di cabine primarie in entra-esce, che si richiudono sulle stazioni di trasformazione di Codrongianos e Taloro. La scarsa magliatura della rete e gli elevati carichi, che si registrano specie nella stagione estiva, determinano problemi di trasporto e di contenimento dei profili di tensione. Problemi accentuati, ancora di più, in condizioni di rete non integra.

A tal fine è stata prevista:

- l'installazione di due batterie di condensatori da 54 MVAR in prossimità gli impianti di Palau e Olbia (ENEL D.), presso quest'ultimo è allo studio la possibilità di realizzare un interruttore di sbarra al fine di incrementare la flessibilità di esercizio;
- il potenziamento delle linee 150 kV, (con conduttore di portata equivalente a un AA 585), "Codrongianos – Ploaghe", "Ploaghe – Tergu" e "Tergu – Viddalba";
- la rimozione della limitazione di portata sugli elettrodotti 150 kV Codrongianos - Chilivani", "Codrongianos – Tula".

#### **Riassetto rete AT area di Cagliari (CA)**

**anno: 2012**

*Disegno: Riassetto rete AT nell'area di Cagliari*

Al fine di migliorare l'affidabilità e aumentare i margini di continuità del servizio di trasmissione è

stata programmata la chiusura dell'anello 150 kV di alimentazione della città di Cagliari tramite la realizzazione di un collegamento in cavo fra le CP di S.Gilla e Portocanale.

Contestualmente potrà essere realizzato un riassetto delle rete AT che renderà possibile un'opera di risanamento presso l'area compresa tra lo stagno di Molentargius e di Simbirizzi del comune di Quartu con la demolizione di alcuni tratti di linee e la conseguente riduzione dell'impatto della rete elettrica sul territorio secondo quanto previsto nel Protocollo d'Intesa del 23 Aprile 2008 firmato con la Regione Sardegna.

#### **Stazione 150 kV Samatzai (CA)**

**anno: 2013**

Al fine di garantire la necessaria affidabilità ed incrementare la qualità del servizio nell'area, sarà superata l'attuale connessione in derivazione rigida dell'utente Samatzai mediante realizzazione di un nuovo impianto RTN in entra-esce sulla linea Villasor-Nurri.

#### **Stazione 150 kV Mulargia (CA)**

**anno: 2013**

Al fine di garantire flessibilità e sicurezza di esercizio della rete a 150 kV si realizzerà una nuova stazione di smistamento in corrispondenza dell'incrocio delle direttrici "Goni – S. Miali" e "Villasor – Nurri".

---

## Interventi su impianti esistenti o autorizzati

---

### Elettrodotto 500 kV cc Sardegna - Continente (SAPEI 2° polo)

**anno: 2010**

Saranno completate entro il 2010 le operazioni di posa del secondo polo del collegamento SAPEI

Il potenziamento del collegamento con il continente riveste notevole interesse per lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale ed europea, anche in vista del possibile collegamento in corrente continua tra il continente Africano e la Sardegna.

### Elettrodotto 380 kV "Ittiri – Codrongianos" (SS)

**anno: 2010/2011**

Per aumentare la sicurezza della rete di trasmissione sarda e consentire una migliorare

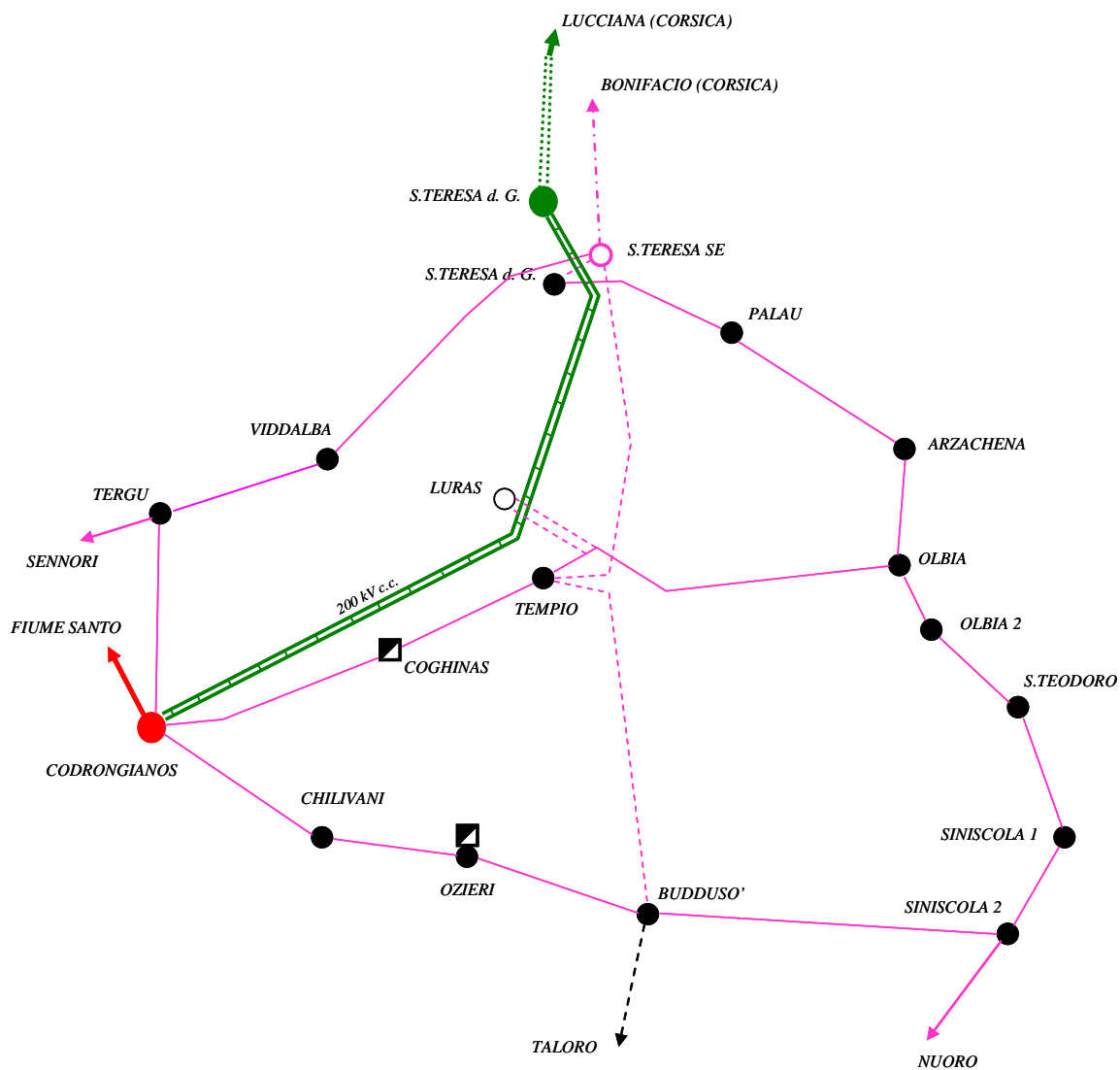
gestione della produzione dei gruppi di Fiumesanto sarà realizzata una nuova trasversale a 380 kV che collegherà l'elettrodotto a 380 kV "Fiumesanto – Selargius" alla stazione di trasformazione di Codrongianos (SS).

La nuova interconnessione tra Codrongianos e la suddetta linea a 380 kV, oltre al rinforzo della rete 380 kV sarda, permetterà anche l'esercizio in sicurezza del futuro collegamento in corrente continua SA.PE.I. tra la Sardegna ed il Continente.

Per rendere possibile tale intervento sarà opportuno realizzare una nuova stazione di smistamento a 380 kV nel comune di Ittiri (SS) da inserire in entra-esce sulla linea 380 kV "Fiumesanto - Selargius" e da connettere alla SE di Codrongianos.

Elettrodotto 150 kV SE S. Teresa – Buddusò

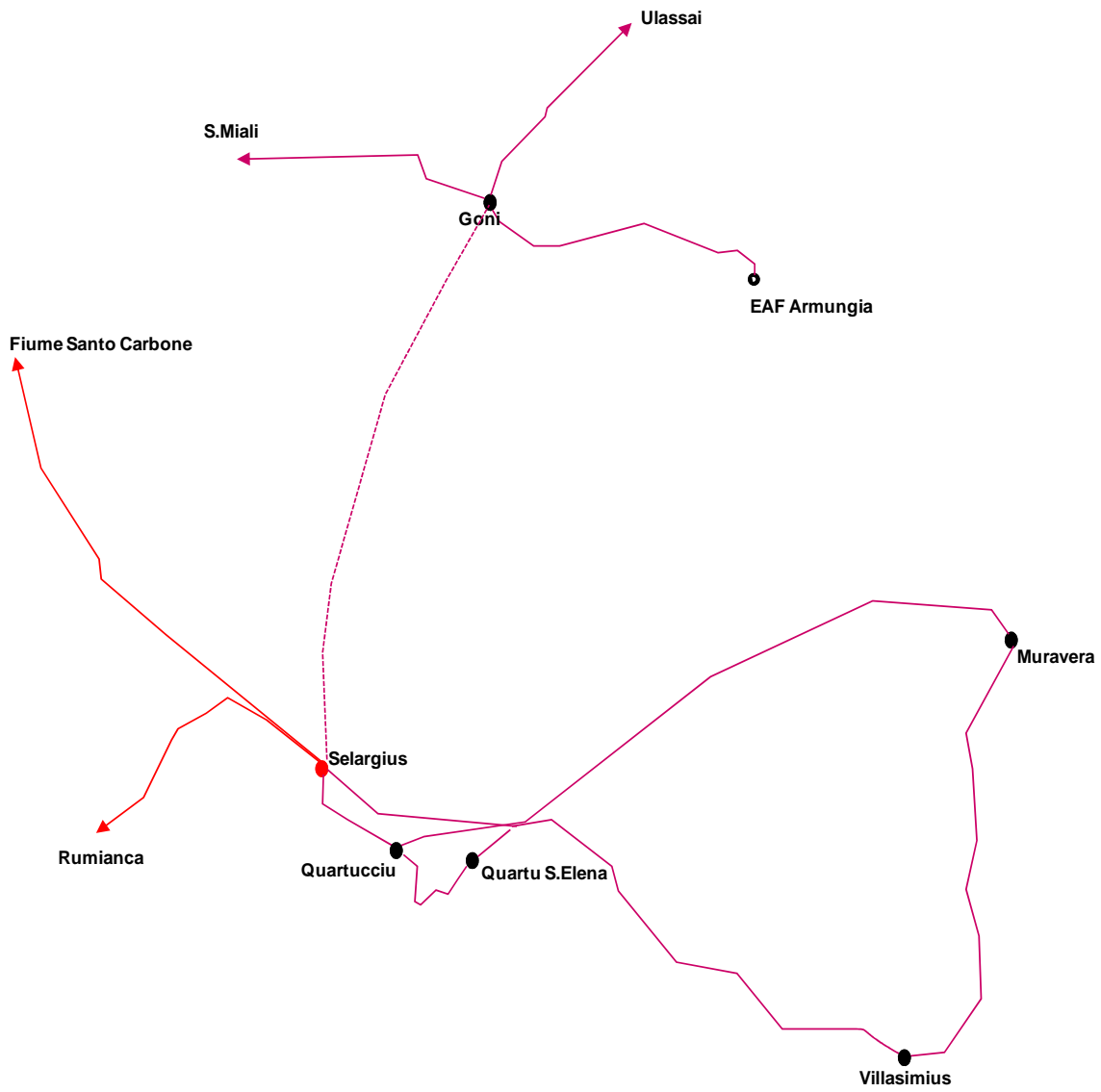
Lavori programmati





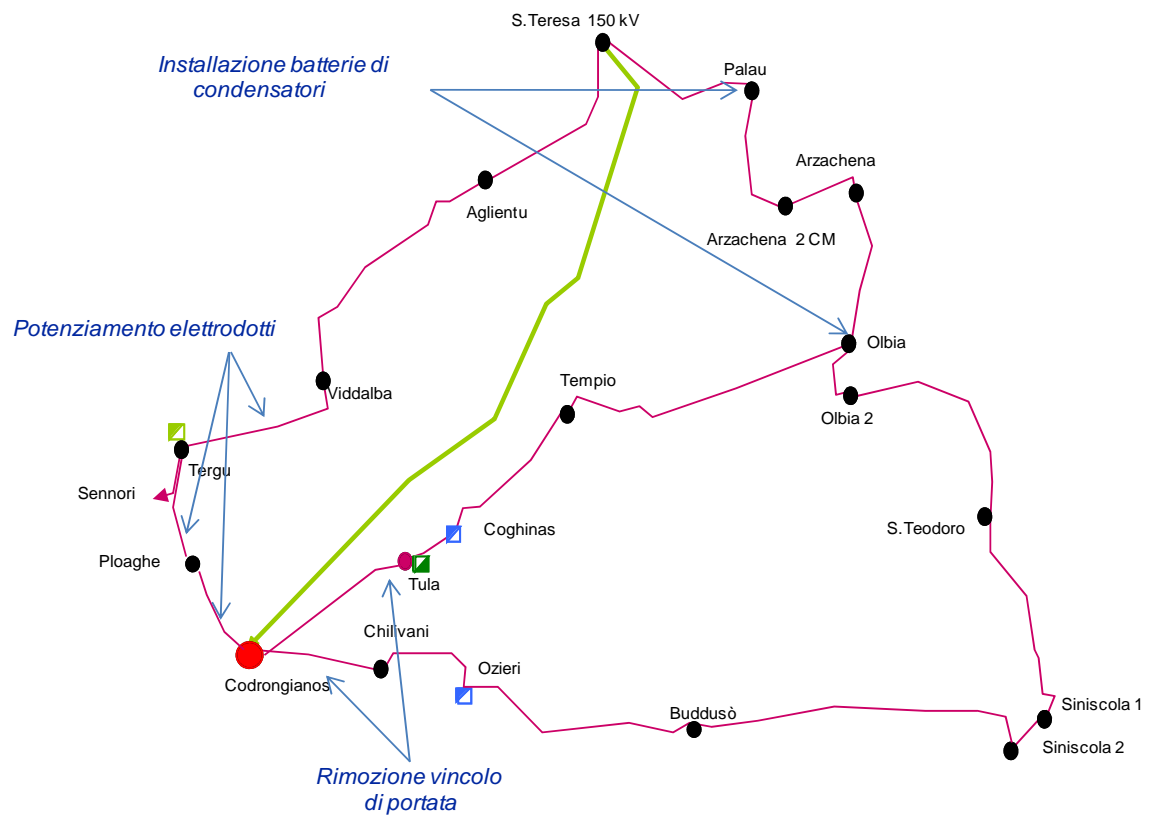
Elettrodotta 150 kV Selargius-Goni

Lavori programmati



## Potenziamento rete AT in Gallura (OT)

Lavori programmati



## Riassetto rete AT area di Cagliari

Lavori programmati

